

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Instalación de las Primeras Turbinas Bulbo en Andalucía. Pequeñas Centrales.

Autor: María de Gracia Torralba Román

Tutor: Javier Dávila Martín

Tutor externo: D. Ramón Abella Monserrat

**Dep. Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de
Fluidos**

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Instalación de las Primeras Turbinas Bulbo en Andalucía. Pequeñas Centrales.

Autor:

María de Gracia Torralba Román

Tutor:

Profesor Dr. Javier Dávila Martín

Catedrático de Universidad

D. Ramón Abella Monserrat

Asistente Honorario

Dep. de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Máster: Instalación de las Primeras Turbinas Bulbo en Andalucía. Pequeñas Centrales.

Autor: María de Gracia Torralba Román

Tutor: Dr. Javier Dávila Martín
D. Ramón Abella Monserrat

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia y amigos

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, me siento agradecida por mi familia, que siempre me ha acompañado y ayudado en todo lo que ha podido, haciendo grandes sacrificios. Especialmente a mi hermana Esperanza que ha sido siempre mi confidente y mejor compañera, ejercitando una paciencia que sorprende hasta a ella misma. Igualmente, no puedo olvidarme de mis amigos y mi abuela, los cuales han rezado por mí en cada una de las difíciles etapas que se han presentado.

Agradezco también la ayuda de los profesores de esta escuela, en especial la de Don Ramón Abella, quien ha contribuido tanto a la realización de este trabajo.

Por último, agradezco enormemente al Señor que haya puesto en mi camino a tanta gente maravillosa y le pido que me permita devolverles el favor y mantenerlos siempre a mi lado.

María de Gracia Torralba Román

Sevilla, 2019

El presente trabajo expone el funcionamiento del mercado eléctrico, así como la contribución de energía producida a partir de fuentes renovables al mismo. Actualmente, esta aportación no cumple los objetivos medioambientales establecidos a nivel europeo, por lo que la energía hidráulica se presenta como una de las tecnologías a potenciar para incrementar así la cantidad de electricidad generada con fuentes no contaminantes.

Dentro de la hidráulica se encuentra la minihidráulica, en la que se engloban aquellas centrales hidroeléctricas con una potencia instalada igual o inferior a 10 MW y que han sido reconocidas como tal por la administración al cumplir una serie de requisitos. Otras centrales ubicadas dentro de tal rango de potencia, pero sin dicho reconocimiento, son denominadas centrales de pequeño tamaño. Todas estas instalaciones tienen unas características constructivas comunes que difieren, en algunos casos, de las presentes en una central hidráulica de gran tamaño.

Las centrales de pequeño tamaño y las minicentrales ofrecen diversas ventajas adicionales a las centrales convencionales, siendo una de ellas la perspectiva económica. Muchas de estas centrales, construidas a principios del siglo XX, fueron abandonadas cuando, gracias a la posibilidad de transportar electricidad eficientemente, se popularizaron las grandes centrales hidroeléctricas, las cuales resultaban más rentables a causa de su mayor producción. De este modo, actualmente es posible incrementar la cantidad de energía producida con la fuerza del agua, con su consiguiente influencia en el cumplimiento de los objetivos medioambientales, con pequeñas inversiones destinadas a la modernización de pequeñas centrales en desuso.

Este proyecto de modernización comenzó en 1.975 con la rehabilitación de la central de Mengíbar, en la cual se instalaron los primeros grupos bulbo presentes en Andalucía. A partir de estos, se llevó a cabo la selección de otras centrales con características semejantes para también modernizarlas con la adquisición de bulbos. No obstante, complicaciones con los presupuestos de estos grupos frenaron la introducción de esta tecnología en Andalucía.

Este trabajo analiza, a su vez, la viabilidad económica de la rehabilitación realizada en las décadas de los 70 y 80 en las tres centrales escogidas para la instalación de dichos bulbos (Mengíbar, Valtodano y Racioneros), aunque finalmente los bulbos sólo se instalaran en Mengíbar. Para ello, se hace uso de la herramienta informática RETScreen Expert y de datos experimentales proporcionados por ENDESA. De este modo, se obtienen valores para ciertos parámetros financieros, pudiendo establecer que tales valores son propios de centrales rentables, puesto que dichas centrales han seguido funcionando hasta nuestros días.

A continuación, estos parámetros son comparados con los obtenidos por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia en un estudio sobre el potencial minihidráulico en Andalucía. Así, puede concluirse que la inversión en la rehabilitación de minicentrales o centrales hidráulicas de pequeño tamaño es económicamente viable y rentable.

Agradecimientos	9
Resumen	11
Índice	13
Índice de Tablas	15
Índice de Figuras	17
1 Introducción	1
1.1. <i>El mercado eléctrico.</i>	2
1.1.1 Funcionamiento	2
1.1.2 Curva de demanda	4
1.2 <i>El Consumo de energía</i>	8
1.2.1 Datos mundiales	8
1.2.2 Datos de España	10
1.3 <i>Aportación de energías renovables en España</i>	13
1.3.1 Contribución de la energía hidráulica	13
1.3.2 Análisis de las contribuciones actuales de energías renovables	15
1.3.3 El modelo energético defendido por Deloitte	18
1.3.4 Las previsiones sobre la demanda energética hasta 2050 apoyadas por McKinsey	22
2 Centrales Hidroeléctricas	25
2.1 <i>Desarrollo histórico de las centrales hidroeléctricas</i>	25
2.2 <i>Clasificación de las centrales hidráulicas</i>	26
2.2.1 Centrales de embalse	27
2.2.2 Centrales de bombeo	28
2.2.3 Centrales mareomotrices	29
2.2.4 Centrales fluyentes	29
2.3 <i>Elementos principales de una central hidroeléctrica</i>	29
2.3.1 Tipos de turbinas hidráulicas	30
2.3.1.1 Turbina Pelton	32
2.3.1.2 Turbina Francis	35
2.3.1.3 Turbina Kaplan	38
2.3.2 Válvula esférica	43
2.3.3 Tubería forzada	44
2.3.4 Alternador	45
3 Minicentrales Hidroeléctricas	49
3.1 <i>Resurgimiento y dificultades recientes de la minihidráulica</i>	49
3.2 <i>Tipos de minicentrales hidráulicas</i>	52
3.2.1 Minicentrales de agua fluyente	52
3.2.2 Minicentrales de pie de presa	54
3.2.3 Minicentrales ubicadas en canales de riego	56
3.3 <i>Elementos principales de una minicentral hidroeléctrica</i>	57
3.3.1 Turbinas hidráulicas	58
3.3.2 Alternador asíncrono	61
3.3.3 Cojinetes de goma	62

4	Introducción de las turbinas bulbo en Andalucía	63
4.1	<i>La solución técnica propuesta por NEYRPIC Española S.A.</i>	68
4.2	<i>Precios de las soluciones ofertadas por NEYRPIC Española S.A.</i>	76
5	Análisis económico-financiero	79
5.1	<i>RETScreen Expert</i>	79
5.2	<i>Análisis económico-financiero de la central de Mengíbar</i>	81
5.2.1	La central de Mengíbar	81
5.2.1.1	Descripción y antecedentes de la central de Mengíbar	81
5.2.1.2	Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Mengíbar	85
5.2.2	La central de Valtodano	100
5.2.2.1	Descripción y antecedentes de la central de Valtodano	100
5.2.2.2	Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Valtodano	101
5.2.3.	La central de Racioneros	112
5.2.3.1.	Descripción y antecedentes de la central de Racioneros	112
5.2.3.2	Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Racioneros	114
6	Comparación de los resultados obtenidos con los datos presentados por la Junta de Andalucía	123
6.1	<i>Potencial minihidráulico en Andalucía</i>	123
6.1.1	Potencial minihidráulico en Jaén	125
6.2	<i>Comparación de resultados</i>	129
7	Conclusiones	133
	Referencias	1
	Anexo I – Compuerta automática	1
	Anexo II – Sección de un grupo bulbo	3
	Anexo III – Esquema de engrase	5

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Generación peninsular según las fuentes de energía que la producen (TWh). Fuente: Red Eléctrica Española. [5]	11
Tabla 1-2. Potencia instalada peninsular (GW). Fuente: Red Eléctrica Española. [5]	12
Tabla 2-1: Clasificación de turbinas hidráulicas según su velocidad específica. Fuente: <i>Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas</i> . [24]	31
Tabla 3-1: Actuaciones del sector eléctrico en el área de pequeñas centrales hidroeléctricas, 1981-1989. Fuente: <i>El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual</i> . [33]	49
Tabla 4-1: Centrales de Compañía Sevillana de Electricidad susceptibles de ser escogidas para su modernización (1.978). Fuente: <i>Nota sobre la posible modernización de las centrales hidráulicas actualmente fuera de servicio</i> . [37]	64
Tabla 4-2: Características centrales seleccionadas para la modernización. Fuente: Compañía Sevillana de Electricidad.	64
Tabla 4-3: Características de los bulbos y compuertas asociados a las soluciones principal y variante. Fuente: <i>Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros</i> [38].	71
Tabla 4-4: Características de funcionamiento de los alternadores asociados a las dos soluciones ofertadas por NEYRPIC Española. Fuente: <i>Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros</i> . [38]	75
Tabla 4-5: Precio de las soluciones ofertadas por NEYRPIC Española para la modernización de la central de Racioneros. Fuente: <i>Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros</i> . [38]	77
Tabla 5-1: Datos de los bulbos de la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.	85
Tabla 5-2: Datos relativos a la presa y la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.	85
Tabla 5-3: Coste de generación de energía de centrales hidroeléctricas. Fuente: IDAE	88
Tabla 5-4: Precio de venta de energía producida en centrales hidráulicas. Fuente: IDAE.	90
Tabla 5-5: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Mengíbar.	100
Tabla 5-6: Datos de los grupos de la central de Valtodano. Fuente: Endesa.	101
Tabla 5-7: Datos de la presa de la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.	101
Tabla 5-8: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Valtodano.	112
Tabla 5-9: Datos sobre los grupos de la central de Racioneros.	114
Tabla 5-10: Datos sobre la central de Racioneros.	114
Tabla 5-11: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Racioneros	122
Tabla 6-1: Distribución de las minicentrales andaluzas a nivel provincial. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	124
Tabla 6-2: Datos de las diecinueve centrales hidroeléctricas estudiadas en Jaén. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	127
Tabla 6-3: Resultados del análisis de viabilidad de las centrales hidroeléctricas de Jaén. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	128
Tabla 6-4: Resultados de las centrales hidroeléctricas determinadas como viables.	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Separación de actividades reguladas y liberalizadas. Fuente: www.energiaysociedad.com [3]	3
Figura 1-2. Curva de demanda de enero de 2018. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]	4
Figura 1-3. Curva de demanda de agosto de 2017. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]	5
Figura 1-4. Curva de demanda y centrales generadoras. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]	6
Figura 1-5. Precio de la energía según la central y la cantidad producida. Fuente: Apuntes de Tecnología Eléctrica.	7
Figura 1-6. Evolución de los picos de demanda y potencia instalada entre los años 1999 y 2005. Fuente: <i>Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica</i> . [6]	7
Figura 1-7. Consumo final total de energía a nivel mundial (Mtoe). Fuente: <i>Key world energy statistics</i> . [7]	8
Figura 1-8. Consumo de energía eléctrica (kW per cápita) 2015. Fuente: International Energy Agency (IEA). [9]	9
Figura 1-9. Consumo de energía primaria mundial en 2016 y comparativa con los datos de 2015. Fuente: <i>BP Statistical Review of World Energy 2017</i> . [8]	9
Figura 1-10. Previsión del consumo futuro de energía por fuentes de energía (quadrillion Btu). Fuente: <i>International Energy Outlook 2017</i> . [9].	10
Figura 1-11. Evolución del consumo energético español y de la Unión Europea (MWh per cápita). Fuente: The World Bank. [10]	10
Figura 1-12. Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento en España. Fuente: Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011 – 2020. [13]	13
Figura 1-13. Potencia hidráulica instalada ⁽¹⁾ . Fuente: <i>Las energías renovables en el sistema eléctrico español</i> . [14]	14
Figura 1-14. Generación hidráulica ⁽¹⁾ . Fuente: <i>Las energías renovables en el sistema eléctrico español</i> . [14]	14
Figura 1-15. Participación media de la hidráulica sobre la generación total en las horas del día (%). Fuente: <i>Las energías renovables en el sistema eléctrico español</i> . [14]	14
Figura 1-16. Contribución de impuestos medioambientales (%). Fuente: <i>Revisión de la aplicación de la normativa medioambiental de la UE</i> . [15]	15
Figura 1-17. Fuentes, transformaciones y usos finales de la energía en España (2015). Fuente: <i>Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España</i> . [12]	17
Figura 1-18. Análisis de los objetivos medioambientales de la Unión Europea: 2020, 2030 y 2050. Fuente: <i>Un modelo energético sostenible para España en 2050</i> . [17]	19
Figura 1-19. Emisiones de CO ₂ ⁽¹⁾ provocadas por el consumo de energía en el mundo en 2013 desglosadas por tipo de combustible y por segmento de consumo. Fuente: <i>Un modelo energético sostenible para España en 2050</i> . [17]	20
Figura 1-20. Análisis del cumplimiento de objetivos medioambientales impuestos para España en el marco de la Unión Europea hasta 2020. Fuente: <i>Un modelo energético sostenible para España en 2050</i> . [17]	21
Figura 1-21. Evolución del parque de generación en el horizonte 2050. Fuente: <i>Un modelo energético sostenible para España en 2050</i> . [17]	21
Figura 1-22. Previsión de la evolución de la demanda energética mundial. Fuente: <i>5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050</i> . [18]	22
Figura 1-23. Estimación de la demanda global de petróleo. Fuente: <i>5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050</i> . [18]	23

Figura 1-24: Estimación de la generación de potencia en España y de la evolución del precio de las baterías. Fuente: <i>5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050</i> . [18]	23
Figura 1-25: Comparación de la previsión de emisiones GEI con el objetivo establecido por la IEA. Fuente: <i>5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050</i> . [18]	24
Figura 2-1: Molino de agua romano. Fuente: Enciclopedia de Historia Universal. [45]	25
Figura 2-2: Central Hidráulica de Mengíbar (Jaén). Fuente: Revista del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental [20].	26
Figura 2-3: Presa de Tres Gargantas. Fuente: www. MOSingenieros.com [50]	27
Figura 2-4: Central el Carpio (Córdoba). Fuente: <i>El Guadalquivir: Canalización y Electricidad</i> . [22]	28
Figura 2-5: Central de bombeo de Tajo de la Encantada. Fuente: Ramón Abella Monserrat	28
Figura 2-6: Central de Rance. Fuente: www.energiasrenovablesmanims.blogspot.com . [44]	29
Figura 2-7: Central de Alcalá del Río. Fuente: www.lugaresconhistoria.com . [43]	29
Figura 2-8: Rango de aplicación de cada tipo de turbina hidráulica. Fuente: <i>Diseño de rodete de turbina hidráulica tipo Pelton para microgeneración</i> . [23]	30
Figura 2-9: Clasificación de turbinas hidráulicas según el número de revoluciones. Fuente: <i>Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas</i> . [24]	31
Figura 2-10: Clasificación de turbinas hidráulicas según su velocidad específica. Fuente: <i>Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas</i> . [24]	32
Figura 2-11: Turbina Pelton de dos inyectores. Fuente: <i>3. Turbina Pelton</i> . [25]	33
Figura 2-12: Turbina Pelton con seis inyectores. Fuente: <i>3. Turbina Pelton</i> . [25]	33
Figura 2-13: Inyector. Fuente: <i>3. Turbina Pelton</i> . [25]	34
Figura 2-14: Turbina Pelton de eje horizontal. Fuente: Asociación de fabricantes de turbinas. [26]	34
Figura 2-15: Forma del cazo de una turbina Pelton. Fuente:	35
Figura 2-16: Rodete de turbina Pelton. Fuente: <i>Diseño de Rodete de Turbina Hidráulica tipo Pelton para Microgeneración</i> . [23]	35
Figura 2-17: Cazos del rodete de la Central de Dúrcal erosionados por la sílice del agua. Fuente: <i>Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena</i> . [27]	35
Figura 2-18: Dirección del flujo en un rodete Francis. Fuente: www.areatecnologia.com [28]	36
Figura 2-19: Distribuidor Fink. Fuente: <i>Distribuidores de turbinas Francis</i> . [29]	36
Figura 2-20: Anillo de la distribución de la central de Guillena. Fuente: <i>Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena</i> . [27]	36
Figura 2-21: Esquema de una turbina Francis de eje vertical y sus componentes. Fuente: <i>Centrales Hidroeléctricas. III: Turbinas Hidráulicas</i> . [24]	37
Figura 2-22: Rodete de turbina Kaplan. Fuente: <i>V.-Turbinas Kaplan y Bulbo</i> . [30]	38
Figura 2-23: Rodete y distribuidor de una turbina Kaplan. Fuente: <i>V.-Turbinas Kaplan y Bulbo</i> . [30]	38
Figura 2-24: Turbina Kaplan con eje vertical. Fuente: <i>V.-Turbinas Kaplan y Bulbo</i> . [30]	39
Figura 2-25: Esquema de una turbina Kaplan de eje vertical y sus componentes. Fuente: <i>Centrales Hidroeléctricas. III: Turbinas Hidráulicas</i> . [24]	39
Figura 2-26: Cámara espiral y detalle del antedistribuidor. Fuente: <i>Centrales Hidroeléctricas III: Turbinas Hidráulicas</i> . [24]	40
Figura 2-27: Posición de abierto y cerrado del anillo. Fuente: <i>Centrales Hidroeléctricas III: Turbinas Hidráulicas</i> . [24]	40
Figura 2-28: Rodete de una turbina Kaplan. Fuente: www.cubasolar.cu	40
Figura 2-29: Dirección del agua al pasar por la turbina. Fuente: <i>Centrales Hidroeléctricas III: Turbinas</i>	

<i>Hidráulicas.</i> [24]	41
Figura 2-30: Rodete de turbina Kaplan. Fuente: www.kinfisica.blogspot.com	41
Figura 2-31: Grupo Bulbo de Beaumont-Monteux. Fuente: <i>V.-Turbinas Kaplan y Bulbo.</i> [30]	42
Figura 2-32: Grupo bulbo en la central de Mengíbar. Fuente: <i>Sevillana de electricidad.</i> [31]	42
Figura 2-33: Válvula esférica de la central de Guillena. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	43
Figura 2-34: Válvula esférica. Fuente: TBHydro.	43
Figura 2-35: Tapa ciega de la tubería forzada de la central de Guillena. Fuente: <i>Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.</i> [27]	44
Figura 2-36: Grandes tuberías forzadas. Fuente: Central de Bolarque.	44
Figura 2-37: Componentes del alternador. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	45
Figura 2-38: Grupo de generación de la central de Dúrcal. Fuente: <i>Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.</i> [27]	46
Figura 2-39: Eje de unión de la turbina, el alternador y la excitatriz. Fuente: <i>Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.</i> [27]	47
Figura 3-1: Potencia instalada en energía minihidráulica en las Comunidades Autónomas españolas, 1998 y 2013. Fuente: <i>El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual.</i> [33]	50
Figura 3-2: Cámara de carga de Ízbor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	52
Figura 3-3: Esquema minicentral hidroeléctrica de tipo fluyente. Fuente: <i>Minicentrales hidroeléctricas.</i> [35]	53
Figura 3-4: Minicentral hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: <i>El 24 de junio de 1912, se inaugura el alumbrado eléctrico en Mengíbar.</i> [36]	54
Figura 3-5: Esquema minicentral hidroeléctrica de pie de presa. Fuente: <i>Minicentrales hidroeléctricas.</i> [35]	55
Figura 3-6: Captación mediante Sifón. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	55
Figura 3-7: Minicentral Hidroeléctrica de Tambre III. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	56
Figura 3-8: Esquema minicentral sumergida en canal de riego. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	56
Figura 3-9: Aliviadero de tipo pico de pato en la central hidroeléctrica de Berbegal (Huesca). Fuente: <i>Minicentrales hidroeléctricas.</i> [35]	57
Figura 3-10: Minicentral hidroeléctrica sobre el canal de riego de Aragón y Cataluña. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	57
Figura 3-11: Minicentral Hidroeléctrica sobre el canal de riego Cerrato en Palencia. Fuente: <i>Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).</i> [32]	57
Figura 3-12: Rendimiento de distintos tipos de turbina según el caudal. Fuente: <i>Diseño de Rodete de Turbina Hidráulica tipo Pelton para Microgeneración.</i> [23]	59
Figura 3-13: Grupos Pelton de la minicentral de Ízbor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	59
Figura 3-14: Embalse de Béznar. Fuente propia.	60
Figura 3-15: Fachada de la minicentral de Ízbor. Fuente propia.	60
Figura 3-16: Bulbo de Mengíbar en su alojamiento. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	61
Figura 3-17: Plano del bulbo de Mengíbar. Fuente: <i>Sevillana de Electricidad.</i>	61
Figura 3-18: Cojinete de goma. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	62

Figura 4-1: Localización de las centrales escogidas para el plan demodernización de Compañía Sevillana de Electricidad S.A. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	65
Figura 4-2: Perfil de la central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Sevillana de electricidad.[31].	66
Figura 4-3: Perfil de la modernización programada en la central hidroeléctrica de Valtodano. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	67
Figura 4-4: Perfil de la modernización programada en la central hidroeléctrica de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	67
Figura 4-5: Zonas de funcionamiento de los dos grupos considerados en la oferta de NEYRPIC Española para la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	69
Figura 4-6: Croquis de la instalación de las dos series de grupos consideradas en la oferta de NEYRPIC Española para la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	70
Figura 4-7: Elementos de un grupo bulbo. Fuente: <i>Turbinas hidráulicas</i> [41].	73
Figura 4-8: Precio de la solución principal. Fuente: <i>Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros</i> . [38]	76
Figura 4-9: Precio de la solución variante. Fuente: <i>Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros</i> . [38]	77
Figura 5-1: Menú principal de RETScreen Expert. Fuente: RETScreen Expert.	80
Figura 5-2: Planos de la presa y central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	81
Figura 5-3: Construcción de las pilas de la Presa (1915). Fuente: Mengemor. [44]	82
Figura 5-4: Construcción de planta de edificio de la Central (1915). Fuente: Anónimo. [44]	82
Figura 5-5: Plano del emplazamiento de las obras (1914). Fuente: Compañía Mengemor. [44]	83
Figura 5-6: Inauguración de la presa por S.M. el Rey D. Alfonso XIII (1916). Fuente: Ramón Alba. [44]	83
Figura 5-7: Presa levantada y fase de inicio de zona de alojamiento de turbinas hidráulicas (1915). Fuente: Anónimo. [44]	84
Figura 5-8: Perfil de la central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Sevillana de electricidad.[31].	84
Figura 5-9: Menú principal del programa RETScreen Expert.	85
Figura 5-10: Buscador de la localización de la instalación.	86
Figura 5-11: Datos climatológicos de la ubicación de la central.	87
Figura 5-12: Información de la central.	88
Figura 5-13: Comparativa de costes de generación entre diferentes tipos de centrales.	89
Figura 5-14: Apartado "Combustible y horarios" del análisis energético.	89
Figura 5-15: Apartado "Turbina hidráulica" del análisis energético.	91
Figura 5-16: Apartado "Electricidad" del análisis energético.	91
Figura 5-17: Costes iniciales y anuales de la rehabilitación de Mengíbar.	93
Figura 5-18: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con el número de vehículos no utilizados.	94
Figura 5-19: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con los litros de gasolina no consumidos.	95
Figura 5-20: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con los barriles de petróleo crudo no consumidos.	95
Figura 5-21: Ingresos anuales y viabilidad financiera del proyecto de rehabilitación de la central de Mengíbar.	96
Figura 5-22: Gráficas de los flujos de caja anuales.	97
Figura 5-23: Análisis de sensibilidad sobre el VAN.	98

Figura 5-24: Análisis de riesgo sobre el VAN.	99
Figura 5-25: Sección de la central de Valtodano. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	100
Figura 5-26: Datos climatológicos de la ubicación de la central de Valtodano.	102
Figura 5-27: Información de la central de Valtodano.	103
Figura 5-28: Apartado "Combustible y horarios" del análisis energético de la central de Valtodano.	103
Figura 5-29: Apartado "Turbina hidráulica" del análisis energético de la central de Valtodano.	104
Figura 5-30: Apartado "Electricidad" del análisis energético de la central de Valtodano.	104
Figura 5-31: Costes iniciales y anuales de la rehabilitación de la central de Valtodano.	106
Figura 5-32: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Valtodano con el número de vehículos no utilizados.	107
Figura 5-33: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Valtodano con los litros de gasolina no consumidos.	107
Figura 5-34: Datos de entrada del análisis financiero.	108
Figura 5-35: Ingresos anuales y viabilidad financiera del proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.	110
Figura 5-36: Gráficas de los flujos de caja anuales para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.	110
Figura 5-37: Análisis de sensibilidad sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.	111
Figura 5-38: Análisis de riesgo sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.	112
Figura 5-39: Central de Racioneros vista desde abajo. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	113
Figura 5-40: Central de Racioneros vista desde arriba. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	113
Figura 5-41: Montaje de los grupos de la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat	113
Figura 5-42: Grupos Kaplan de la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.	113
Figura 5-43: Ubicación de la central de Racioneros.	114
Figura 5-44: Información sobre la instalación de Racioneros.	115
Figura 5-45: Información de la tarifa de exportación de electricidad.	115
Figura 5-46: Datos de la turbina hidráulica de la central de Racioneros.	116
Figura 5-47: Resumen de la instalación de Racioneros.	116
Figura 5-48: Costes de la rehabilitación de la central de Racioneros.	117
Figura 5-49: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Racioneros con el número de vehículos no utilizados.	119
Figura 5-50: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Racioneros con los litros de gasolina no consumidos.	119
Figura 5-51: Resultados del análisis financiero de la central de Racioneros.	120
Figura 5-52: Gráficas de los flujos de caja anuales para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.	120
Figura 5-53: Análisis de sensibilidad sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.	121
Figura 5-54: Análisis de riesgo sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.	122
Figura 6-1: Cuencas de Andalucía. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	124

Figura 6-2: Centrales hidroeléctricas en Jaén contempladas en el estudio de viabilidad. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	126
Figura 6-3: Centrales con TIR superior al 8 % y Payback inferior a 12 años en Jaén. Fuente: <i>"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"</i> [21]	129
Figura 6-4: Comparación de la TIR de las diferentes centrales de pequeño tamaño.	131
Figura 6-5: Comparación del Payback de las diferentes centrales de pequeño tamaño.	131

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica, así como su generación, distribución, transporte y uso final, han evolucionado mucho en poco tiempo, pasando a ser indispensable para nuestra vida diaria.

Este mayor consumo requiere una mayor producción. No obstante, los altos costes de los combustibles fósiles debidos a su cada vez mayor escasez, junto con las crecientes preocupaciones ambientales, han promovido el desarrollo de nuevas fuentes renovables de generación energética. Adicionalmente, las autoridades han establecido diversas herramientas fiscales y objetivos medioambientales a cumplir, con vistas a acrecentar el uso de tales fuentes renovables sobre aquellas contaminantes para, de este modo, reducir las emisiones de efecto invernadero generadas y su afección al medio ambiente. Dentro de estas fuentes renovables se encuentra la energía hidráulica, ocupando hasta 2009, momento en que fue superada por la energía eólica, el puesto como principal fuente renovable de generación eléctrica en España.

La energía hidráulica aprovecha la fuerza del agua, bien expresada por su caudal o su salto, para la producción de electricidad. De este modo, representa una fuente de generación libre de emisiones e inagotable. Adicionalmente a tales ventajas, la hidráulica de pequeño tamaño se presenta como una forma de energía distribuida, reduciendo a su vez las pérdidas asociadas al transporte de la electricidad generada.

Las centrales hidroeléctricas consideradas de pequeño tamaño son aquellas cuya potencia instalada no supera los 10 MW. Dentro de estas se encuentran las minicentrales, las que, además de cumplir con tal rango de potencia, cumplen otra serie de requisitos estipulados por las autoridades, de modo que las mismas las reconocen como tales. Muchas de estas centrales, construidas durante el siglo XIX y principios de XX, fueron abandonadas cuando del transporte de la electricidad producida hasta los puntos de consumo evolucionó hacia soluciones más eficientes, lo que conllevó que las grandes centrales hidroeléctricas resultaran más rentables.

De este modo, tales centrales de pequeño tamaño ahora en desuso representan una económica opción de aumentar la aportación de energía renovable. Esto ya fue considerado por Compañía Sevillana de Electricidad cuando, tras la modernización de la central de Mengíbar con la adquisición de tres grupos bulbo, los primeros en Andalucía, se seleccionaron otras dos centrales (Valtodano y Racioneros), con características semejantes, con la intención de llevar a cabo el mismo proyecto de rehabilitación. Sin embargo, el asentamiento de la tecnología de los grupos bulbo ocasionó una subida de precio tal que obligó a la compañía a abandonar la introducción de los grupos bulbo en la Comunidad Autónoma y optar por otras soluciones técnicas.

Vista la importancia del factor económico en este ámbito, para hacer atractiva la rehabilitación de las centrales de pequeño tamaño es necesario asegurar su viabilidad económica. Con este objetivo, en este trabajo se lleva a cabo un análisis de viabilidad económico-financiera de la modernización llevada a cabo en las tres centrales ya mencionadas y ubicadas en Jaén, Mengíbar, Valtodano y Racioneros. Dichas centrales fueron rehabilitadas en las décadas de los 70 y 80, con lo que los datos utilizados en tal análisis son experimentales. Al estar basado en casos reales de centrales que han resultado rentables hasta nuestros días, es posible establecer que los resultados obtenidos en el análisis aseguran la viabilidad económica de las centrales de pequeño tamaño.

A continuación, los parámetros resultantes del análisis se compararán con los proporcionados por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia en su "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [23], con vistas a apoyar los resultados aquí facilitados y animar a futuros inversores.

1.1. El mercado eléctrico.

Al igual que cualquier otra mercancía, la electricidad es susceptible de ser comercializada, siendo el mercado eléctrico el sistema que permite y regula su compra y venta.

Esta tarea no resulta sencilla ya que el sector eléctrico está sujeto a un cambio continuo que, en los últimos años, a causa de la incorporación de nuevas formas generadoras de energía, ha aumentado, haciéndolo también su complejidad.

El entorno en el que se desarrolla la actividad del sistema eléctrico español podría compararse con el mostrado en el episodio de "Alicia en el país de las maravillas" en que la protagonista juega un partido de croquet. En este partido, que ya fue analizado por Rosabeth Moss Kanter[1], profesora de la Escuela de negocios de Harvard, todos los elementos son cambiantes. Desde el mazo, que en realidad se trata de un flamenco que mueve constantemente la cabeza modificando el juego, hasta la bola, que no es tal sino un erizo que rueda a placer, incluyendo también el campo de juego, formado por soldados obedientes a las órdenes de la reina de corazones.

De este modo, la complejidad del sistema eléctrico español se debe a una serie de factores cuyo cambio es continuo. En primer lugar, la red eléctrica actual, constituida por 28 millones de puntos de consumo, es la más capilar que existe. Además, la electricidad no se encuentra en la naturaleza, sino que debe ser producida con diversas tecnologías y cumplir con ciertas especificaciones técnicas para ser vertida a la red. Por lo tanto, el sistema eléctrico depende del mercado energético el cual, como consecuencia de la incorporación de las fuentes de energía renovables, depende a su vez de las condiciones climáticas.

A todo esto se suma la imposibilidad de almacenar electricidad eficientemente, lo que dificulta aún más la actividad del sistema eléctrico obligando a producir la energía consumida en cada momento.

Por lo tanto, aunque el esquema funcional que ha seguido siempre este sector, compuesto por las fases de producción, transporte (alta tensión), distribución (baja tensión) y suministro, no ha cambiado apreciablemente a lo largo de su historia, las nuevas tecnologías, así como las demandas crecientes y las modificaciones legislativas, exigen la constante evolución y adaptación del sistema eléctrico.

1.1.1 Funcionamiento

El sector eléctrico español ha sufrido una profunda transformación desde el año 1998, con la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, *del Sector Eléctrico*, cuyo objetivo era trasponer la directiva europea 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996. Hasta entonces, la actividad del sector estaba concentrada en empresas que constituían un claro ejemplo de monopolio natural, siendo este un tipo de monopolio en el que la producción total de la demanda por una única empresa resulta menos costosa que en el caso de competencia entre varias compañías. Es decir, cuanto mayor es la cantidad a producir, menor es su coste, con lo que la existencia de una única empresa resulta en menores costes de servicio y, por lo tanto, precios más bajos para los consumidores.

Ante este escenario, dicha Ley establece lo siguiente:

"La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible. (...) Sin embargo, a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica supone. No se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico. (...)

La planificación estatal, por último, queda restringida a las instalaciones de transporte, buscando así su imbricación en la planificación urbanística y en la ordenación del territorio." (Ley 54/1997, de 27 noviembre, *del Sector Eléctrico*)[2]

Como consecuencia, la aprobación de la Ley 54/1997 supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema y el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía.

Con el paso de los años se han sucedido varias modificaciones de esta Ley hasta llegar a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, *del Sector Eléctrico*, la cual regula la estructura y el funcionamiento del sector eléctrico en la actualidad. Esta mantiene la distinción entre las actividades reguladas y no reguladas, ya recogida en la norma anterior, impulsando, al mismo tiempo, la competencia efectiva en el sector y mejorándola posición del consumidor facilitando su acceso a la información disponible y los procesos de cambio de suministrador.

De este modo, las actividades que se mantienen reguladas, es decir, cuya retribución es fijada por la Administración en base a una serie de parámetros para evitar penalizar los costes que debe asumir el consumidor final, son el transporte, la distribución y la operación del sistema.

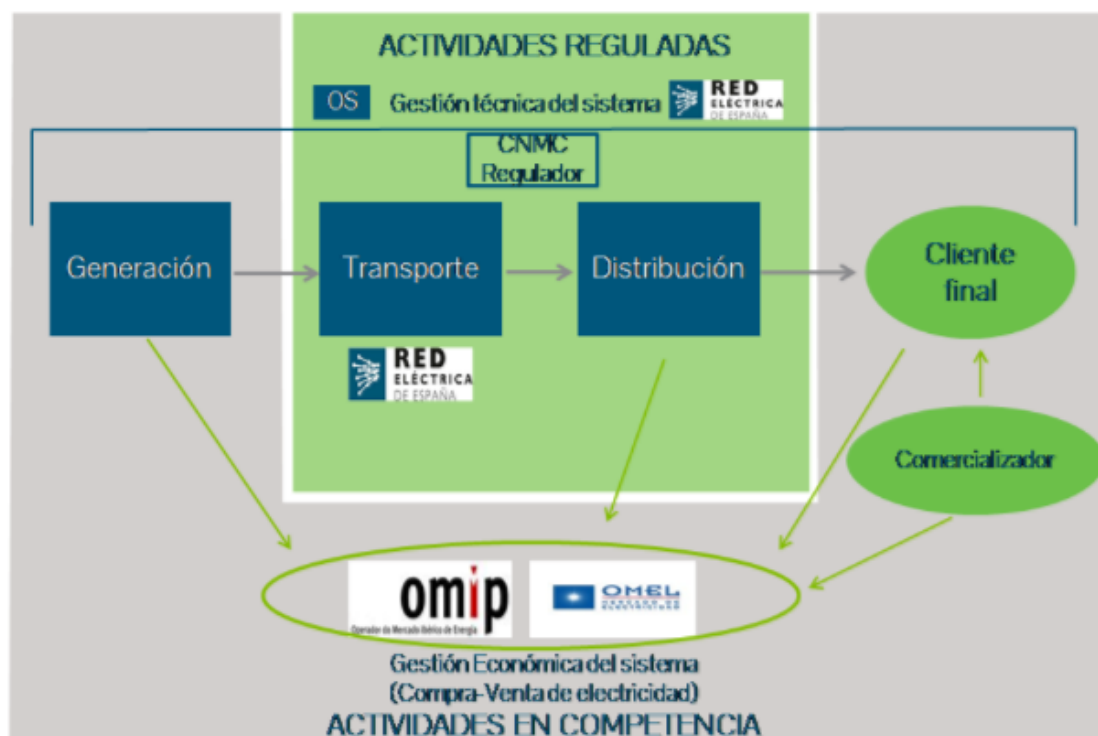


Figura 1-1. Separación de actividades reguladas y liberalizadas. Fuente: www.energiaysociedad.com [3]

A este respecto, es importante resaltar el papel de Red Eléctrica Española (REE), que gestiona toda la red de transporte de energía eléctrica, actuando asimismo como operador del sistema eléctrico español, asegurando así el correcto funcionamiento del mismo y garantizando la seguridad y continuidad del suministro eléctrico en todo momento.

Tras estas modificaciones legislativas, el mercado eléctrico actual quedó dividido en un mercado mayorista y uno minorista.

En el mercado mayorista participan fundamentalmente los generadores de electricidad, las comercializadoras y los usuarios cualificados. El Operador del Mercado Ibérico, Polo español S.A. (OMIE)[4] es la operadora que está a cargo de su funcionamiento y gestiona tanto el mercado diario como el intradiario para toda la Península Ibérica. Resumidamente, el mercado diario fija diariamente, a las 12:00

horas, el precio de la electricidad que se consumirá durante las veinticuatro horas del día siguiente. Este queda determinado por el cruce obtenido al superponer las curvas de demanda y oferta generadas a partir de la información proporcionada por los productores (cantidad y precio al que generarían energía) y las comercializadoras y consumidores directos (cantidad de electricidad deseada y precio por el que la comprarían).

Sin embargo, ante la posibilidad de ocurrencia de desajustes que impidan el cumplimiento de lo acordado en el mercado diario, aparece el mercado intradiario, el cual comprende seis sesiones poco anteriores al tiempo de consumo en las que los participantes en el mercado diario pueden volver a comprar y vender electricidad con un nuevo precio de casación.

Por su parte, el mercado minorista se establece entre las comercializadoras y los pequeños consumidores que no adquieren su energía directamente del mercado mayorista. Dentro de este los consumidores pueden tener un contrato con alguna comercializadora de libre mercado o estar sujetos a la Tarifa de Último Recurso (TUR), siendo la segunda opción la más popular.

En el caso de tener un contrato con una comercializadora de libre mercado, el precio de la electricidad será pactado entre esta y el consumidor. No obstante, si el mismo está sujeto a la TUR, su contrato será con una comercializadora de último recurso que suministrará la electricidad a precios ya fijados, pudiendo optar entre tarifa con o sin discriminación horaria. Estas comercializadoras, nombradas por el Ministerio de Industria y de acuerdo con su página web, son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON.

1.1.2 Curva de demanda

La curva de demanda refleja la potencia demandada en cada momento por los usuarios de Red Eléctrica a lo largo de un día. Atendiendo a las figuras mostradas a continuación, correspondientes a los meses de enero de 2018 y agosto de 2017, respectivamente, pueden sacarse algunas conclusiones.

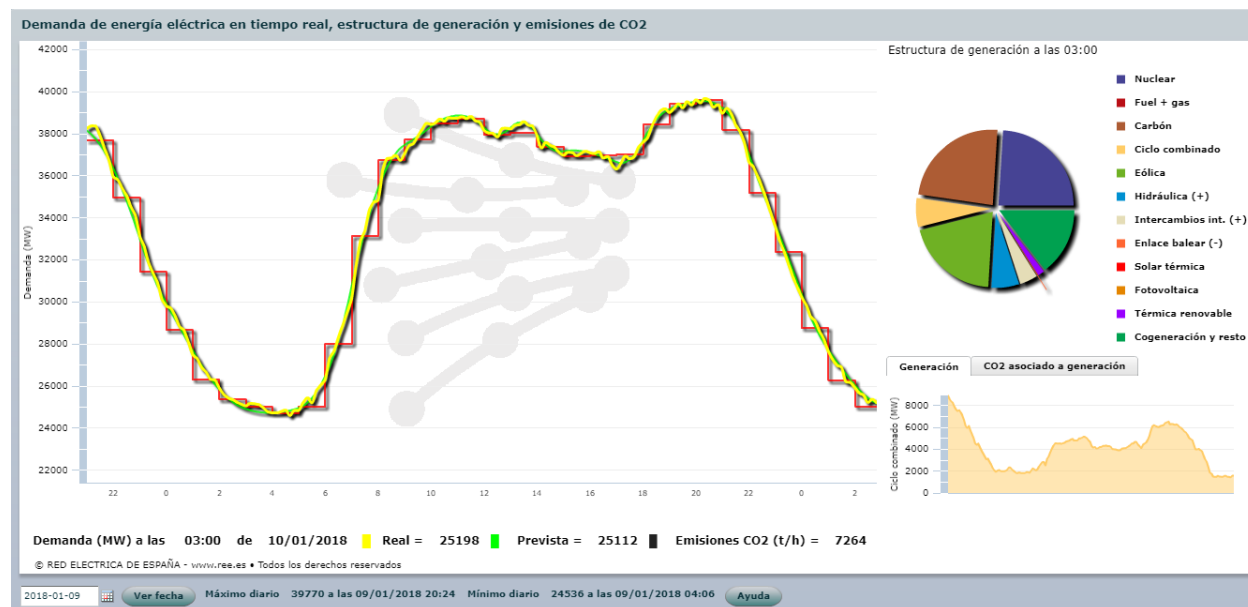


Figura 1-2. Curva de demanda de enero de 2018. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]

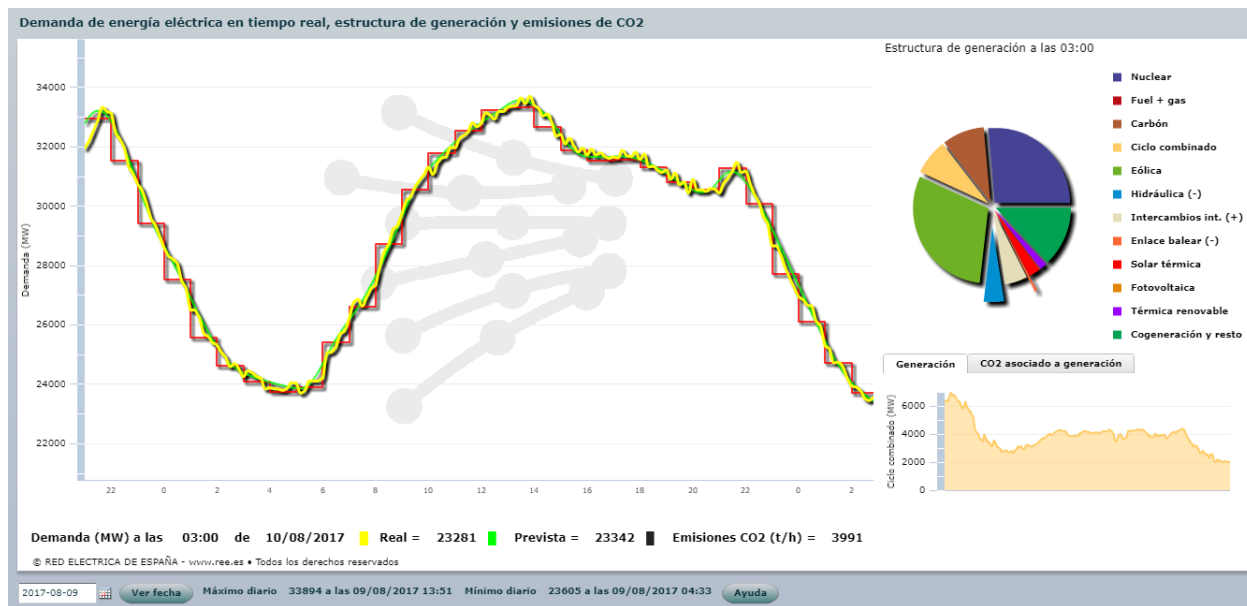


Figura 1-3. Curva de demanda de agosto de 2017. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]

En primer lugar, las distintas curvas superpuestas en los gráficos indican la **demanda real** (curva amarilla), es decir, el valor de la potencia eléctrica demanda en cada instante, la **previsión de la demanda** (curva verde), la cual elabora Red Eléctrica en base a los consumos precedentes pero corregidos con una serie de factores, y la **programación horaria operativa** (línea escalonada roja), que refleja la producción programada y atribuida a diversos generadores según el mercado mayorista antes expuesto.

Observando las figuras, es fácilmente apreciable la relación existente entre los consumos energéticos y los hábitos humanos que, junto con la climatología, constituyen los factores correctores más influyentes de la demanda. De este modo, en ambas las horas pico o de mayor consumo coinciden con el período del día de mayor actividad, mientras que las horas valle o de menor consumo se corresponden con la noche.

En esta línea, es interesante resaltar las diferencias en las curvas de demanda debidas a la estación del año en la que nos encontremos, causadas principalmente por la meteorología y por lo que esta conlleva en nuestro día a día. De este modo, en invierno se consume más energía durante todo el día, estando el máximo (de aproximadamente 40.000 MWh) entre las siete y las nueve de la tarde, puesto que estas son las horas de menores temperaturas del día. Sin embargo, en verano el mayor consumo (de aproximadamente 33.500 MWh) se da en el mediodía, ya que este intervalo se corresponde con las horas de más calor. Asimismo, recalcar que ambos periodos de máxima demanda coinciden con las comidas más importantes del día, lo que también supone un consumo eléctrico en aumento con la imposición de las vitrocerámicas sobre las cocinas convencionales de gas.

La demanda nocturna, sin embargo, es bastante constante y distinta de cero, debiéndose este consumo energético principalmente a las industrias que no frenan su producción en este periodo.

Para suplir la potencia demandada en cada momento, existen dos tipos de centrales generadoras, clasificadas de este modo atendiendo a sus tiempos de arranque y parada y a su carácter contaminante. En primer lugar, las centrales de base, dentro de las que se encuentran aquellas que requieren largos periodos de tiempo para entrar en funcionamiento o que normalmente no cesan su actividad, como las térmicas de carbón o las nucleares, y las renovables, como las hidráulicas fluyentes, cuya contribución es difícilmente predecible pero su nula contaminación las sitúa en una posición preferente. Estas centrales proporcionarán la demanda prevista ya que, aunque requieren horas para su arranque, al conocerse su necesidad con anterioridad es posible programar su puesta en marcha con suficiente antelación.

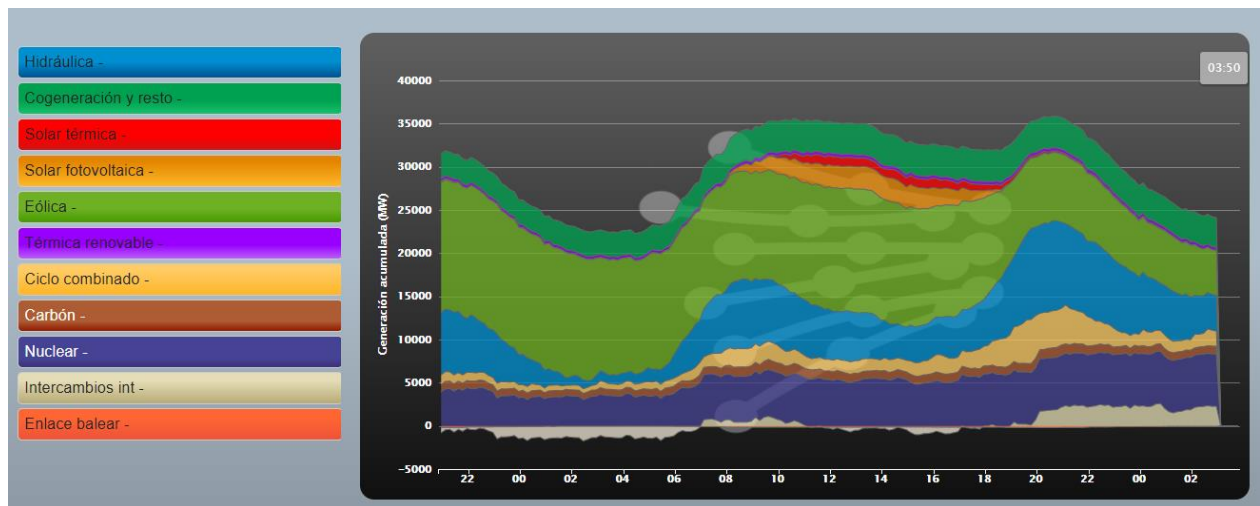


Figura 1-4. Curva de demanda y centrales generadoras. Fuente: Red Eléctrica Española. [5]

De acuerdo con lo expuesto sobre el mercado mayorista en el apartado anterior, las centrales de lento arranque competirán en el mercado diario ofertando su energía a precio 0, asegurándose así la compra de su producción y la continuidad de su funcionamiento. De este modo, el precio de casación por el que venderán su energía dependerá de las ofertas hechas por otro tipo de centrales más flexibles.

Aparte de estas centrales, también existen las de punta y las de reserva, con cortos tiempos de arranque y parada, lo que les permite satisfacer la demanda de horas pico y la no satisfecha por las centrales de base por falta de recursos.

Este tipo de centrales engloba a las hidroeléctricas no fluyentes, es decir, de embalse y bombeo. Esta diferenciación dentro de la producción hidráulica se debe a que en el caso de las fluyentes no se dispone de un almacén de agua que permita almacenar energía y hacer uso de ella cuando sea necesario. En cambio, si se decide no generar, el agua atravesará la central y seguirá su curso sin que haya modo de retenerla, perdiéndose así la oportunidad de sacar provecho de ese caudal. No obstante, sería necesario hacer una apreciación adicional con respecto a las centrales de embalse, ya que estas, en su inmensa mayoría públicas, al estar vinculadas a embalses de regulación, deben posibilitar otros usos del agua embalsada, como el abastecimiento de agua potable, riego, la pesca o la navegación. De modo que, a diferencia de las centrales fluyentes, no pueden funcionar constantemente ni en cualquier momento, necesitando compatibilizar la producción de energía con otros posibles usos.

Como es de esperar, al igual que las centrales de base ofertan su energía a un precio muy bajo porque les interesa que su producción sea comprada a cualquier precio ya que, de otro modo, a causa de su inflexibilidad seguirían generando gratuitamente, siendo esto más conveniente que cesar su actividad temporalmente, la rápida puesta en marcha de las centrales de punta hace que puedan solicitar un precio mayor por su energía. Esta realidad queda claramente reflejada en la Figura 1-5.

A la vista de la figura siguiente, es entendible el interés por aplanar la curva de demanda, lo que conllevaría unos menores costes no sólo atribuibles al tipo de central de generación. Para asegurar el suministro de energía requerido en las horas pico, es necesario disponer de una potencia instalada capaz de producirlo y de unas redes de transporte y distribución que permitan su llegada a los consumidores, lo que supone un coste añadido que se amortiza únicamente en los momentos de mayor demanda. Es decir, tal como muestra la Figura 1-6, el sistema eléctrico está sobredimensionado de modo que se garantice el suministro eléctrico en cada momento.

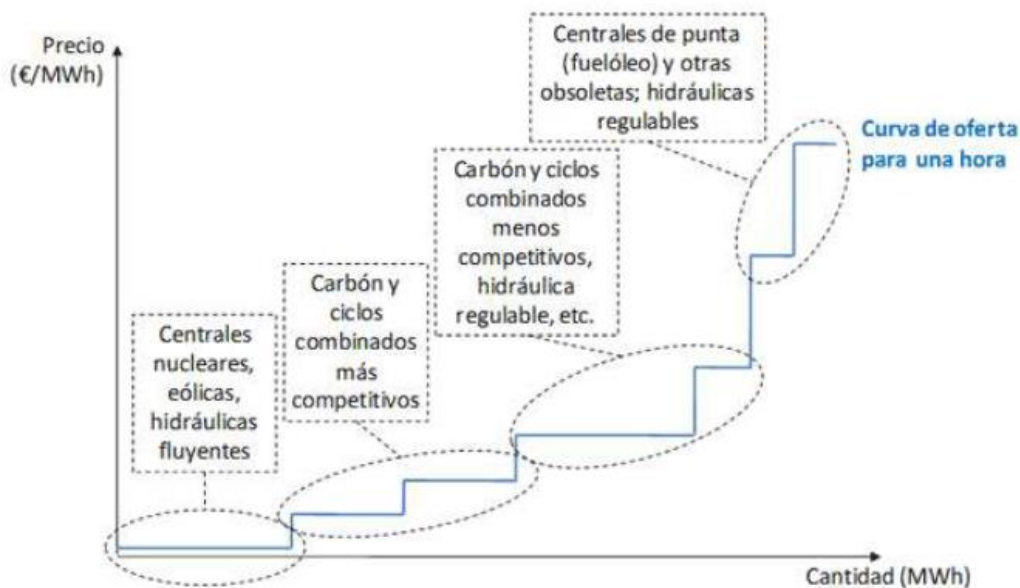


Figura 1-5. Precio de la energía según la central y la cantidad producida. Fuente: Apuntes de Tecnología Eléctrica.

Con esta intención, actualmente se está indagando en tecnologías de almacenamiento de energía, de entre las que destacan las centrales de bombeo. Además de estas, últimamente se están llevando a cabo avances para el desarrollo de baterías o sistemas como el CAES, utilizado en la actualidad para comprimir aire con la energía producida en las centrales nucleares que no es vertida a la red, generando electricidad posteriormente al expandirlo en horas punta.

No obstante, las grandes dificultades que esto supone hacen que las autoridades estén optando por favorecer una gestión adecuada de la demanda por parte del consumidor, animando a que se disminuya el consumo todo lo posible con distintas medidas y potenciando el uso nocturno de la electricidad.

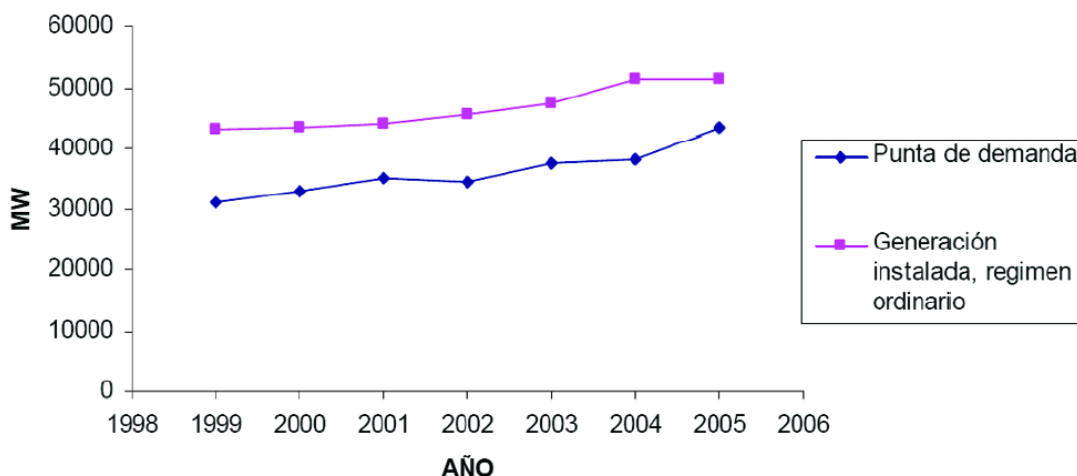


Figura 1-6. Evolución de los picos de demanda y potencia instalada entre los años 1999 y 2005. Fuente: *Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica*. [6]

1.2 El Consumo de energía

Una vez entendido el funcionamiento del mercado eléctrico español y su fuerte dependencia con la demanda energética, procedemos a analizar la evolución de esta última durante los últimos años, así como sus proyecciones de futuro a nivel tanto mundial como nacional.

Igualmente, se mostrará el cambio experimentado con respecto a las distintas fuentes de energía utilizadas en la producción de esta demanda, apreciándose significativamente la aparición de las fuentes renovables y su creciente aumento.

1.2.1 Datos mundiales

Además de la influencia que ejercen sobre la demanda el clima y el momento del día, ya comentada en el apartado anterior, existen otros dos factores fuertemente ligados con el consumo de energía, cuyo efecto es apreciable a escala mundial. Estos dos factores son el número de habitantes y el desarrollo económico de un determinado país.

Como puede observarse en la siguiente figura, el consumo energético mundial ha aumentado considerablemente en los últimos años, lo que se debe primeramente al incremento de población experimentado en ese periodo, aunque actualmente presenta un crecimiento más ligero.

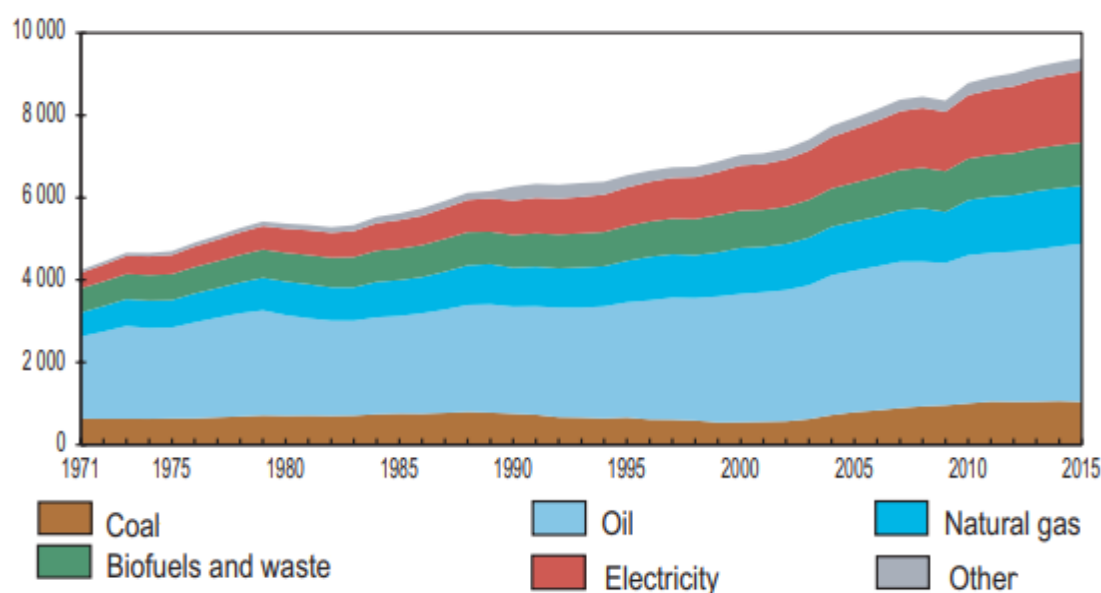


Figura 1-7. Consumo final total de energía a nivel mundial (Mtoe). Fuente: *Key world energy statistics*. [7]

No obstante, este significativo aumento también es consecuencia de la creciente dependencia energética que venimos experimentando en los últimos años. La tecnología se ha convertido en un indispensable para realizar cualquier actividad cotidiana, lo que conlleva su respectivo consumo energético.

Este argumento es sustentado por la Figura 1-8, en la que se muestran los kW per cápita consumidos en los diferentes países. De este modo, es posible valorar la influencia de la dependencia tecnológica, sinónimo de desarrollo económico, sin tener en consideración la población de un determinado país. Así, comparando la intensidad con que están coloreados los países del primer mundo con la de otros pertenecientes al tercer mundo, puede concluirse que, adicionalmente al número de habitantes, la capacidad económica también ejerce un fuerte impacto en el consumo energético mundial.

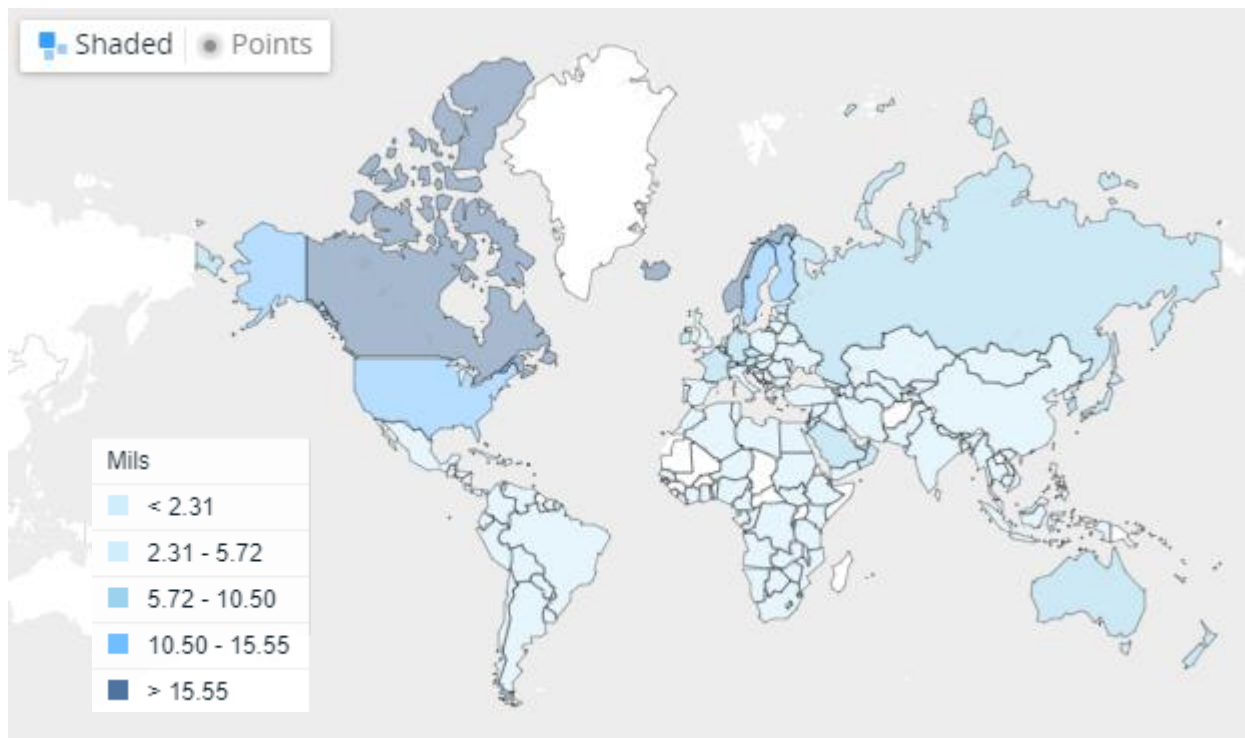


Figura 1-8: Consumo de energía eléctrica (kW per cápita) 2015. Fuente: International Energy Agency (IEA).

En cuanto a las fuentes de energía utilizadas en la producción de la energía demandada mundialmente, el "Statistical Review of World Energy 2017" presentado por BP ofrece la siguiente información correspondiente a los datos del año 2016.

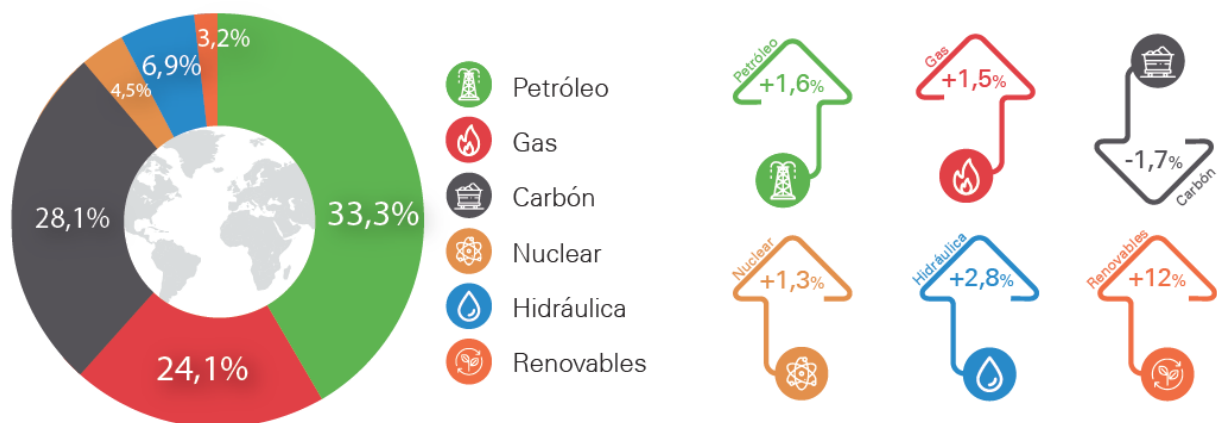


Figura 1-9. Consumo de energía primaria mundial en 2016 y comparativa con los datos de 2015. Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2017. [8]

Atendiendo a la figura anterior puede observarse la disminución del uso del carbón como fuente de energía (1,7%), lo que se ve compensado con significativas y crecientes aportaciones de fuentes renovables (12%) y energía hidráulica (2,8%).

Esta situación se ve motivada por los incentivos económicos y la restrictiva normativa actual, cuyo objetivo es potenciar el uso de fuentes limpias frente a otras más contaminantes. Como consecuencia de este forzoso cambio, se está experimentando un gran desarrollo tecnológico en el sector de las fuentes de energía renovable que permite obtener un mayor rendimiento a un menor precio, aumentando así su competitividad en el mercado energético.

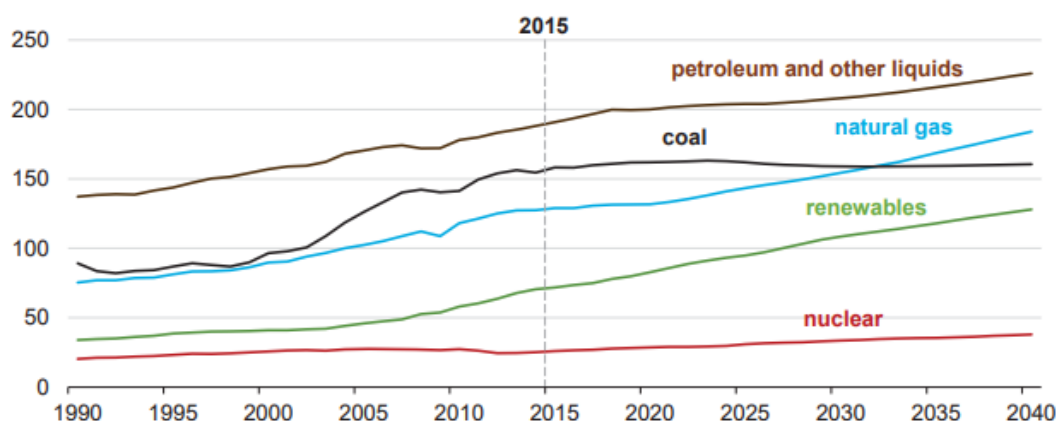


Figura 1-10. Previsión del consumo futuro de energía por fuentes de energía (quadrillion Btu). Fuente: *International Energy Outlook 2017*. [9].

Tras analizar la evolución de la demanda energética mundial durante los últimos años, la Figura 1-10 muestra la previsión de futuro que la U.S. Energy Information Administration presenta en su *International Energy Outlook* de 2017. De acuerdo con este documento, las tendencias antes descritas en cuanto al aumento del consumo energético y al crecimiento de unas fuentes energéticas más respetuosas con el medio ambiente (renovables) en detrimento de aquellas más contaminantes (carbón), se mantendrían debido a las, cada vez más reducidas, reservas de energías fósiles.

1.2.2 Datos de España

La evolución de la demanda española muestra una tendencia análoga a la presentada a nivel mundial motivada por las mismas razones. Al igual que en el resto del mundo, el consumo energético experimentó un fuerte incremento que se vio suavizado por la crisis sobrevenida en 2.008, la cual debilitó gravemente el desarrollo económico y el nivel de vida de nuestro país. Tal como se ha expuesto en el apartado anterior, los factores con mayor influencia en el consumo energético son la población y el crecimiento económico, los cuales, a raíz de dicha crisis, vieron frenado su aumento, resultado en una demanda energética decreciente a lo largo de los años afectados por la misma.

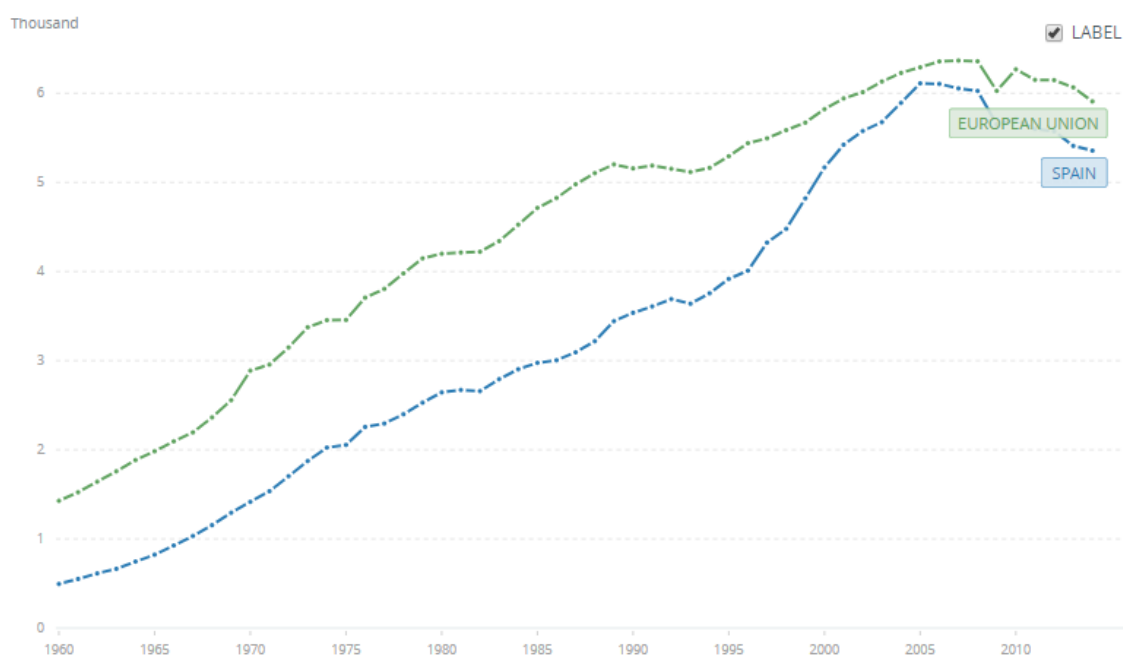


Figura 1-11. Evolución del consumo energético español y de la Unión Europea (MWh per cápita). Fuente: The World Bank. [10]

Esto es fácilmente observable en la Figura 1-11 anterior, donde se aprecia un brusco descenso en el consumo energético que comienza alrededor del año 2.008 y se mantendrá hasta el 2.014, siendo el 2.015 el primer año en que se presentan ascensos en la demanda española.

Comparando los datos correspondientes a nuestro país con los propios de la Unión Europea pueden concluirse dos aspectos. El primero es el carácter global de la crisis, demostrado por la coincidencia en el tiempo de las tendencias decrecientes en ambas curvas, mientras que el segundo refleja la mejora en cuanto a desarrollo económico mostrada por España en los últimos años. Tal como puede observarse en la figura, el margen entre los consumos europeo y español ha ido disminuyendo, llegando a ser muy reducido justo antes del advenimiento de la crisis económica, a partir de la cual aumentó esta diferencia, aunque en menor medida. De este modo, puede establecerse que nuestro país se encuentra por debajo de la media europea en lo que respecta a actividad económica y calidad de vida, representadas en el consumo energético per cápita.

Con respecto a las fuentes de energía utilizadas en la producción de la energía demandada en España, la Tabla 1-1 muestra las aportaciones realizadas por cada una de ellas entre los años 2013 y 2017. Atendiendo a los datos presentados por Red Eléctrica Española, se observa un aumento de la energía generada con tecnologías convencionales y más contaminantes, como las centrales de carbón o los ciclos combinados, mientras que la producción de energía renovable, generalmente, ha sufrido un ligero descenso durante los últimos años.

	2013	2014	2015	2016	2017
Hidráulica ⁽¹⁾	37,4	39,1	28,3	36,0	18,4
Turbinación bombeo	3,3	3,4	2,9	3,2	2,2
Nuclear	54,3	54,9	54,8	56,1	55,6
Carbón	37,2	41,1	50,9	35,2	42,6
Fuel + Gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ciclo combinado ⁽²⁾	24,4	21,3	25,3	25,7	33,9
Eólica	54,3	50,6	47,7	47,3	47,5
Solar fotovoltaica	7,9	7,8	7,8	7,6	8,0
Solar térmica	4,4	5,0	5,1	5,1	5,3
Otras renovables ⁽³⁾	5,1	4,7	3,2	3,4	3,6
Cogeneración ⁽³⁾	32,0	25,6	25,4	25,9	28,1
Residuos no renovables	0,0	0,0	2,3	2,5	2,5
Residuos renovables	0,0	0,0	0,7	0,6	0,7

Tabla 1-1. Generación peninsular según las fuentes de energía que la producen (TWh). Fuente: Red Eléctrica Española. [5]

- (1) No incluye la generación de bombeo.
- (2) Incluye funcionamiento en ciclo abierto.
- (3) Incluye residuos hasta el 31/12/2014.

A pesar de la predominancia de los combustibles fósiles, la generación de energía eólica sobresale dentro del resto de energías de origen renovable, ocupando la segunda posición en cuanto a la producción energética peninsular del año 2017, de acuerdo con la tabla anterior.

No obstante, la citada disminución en la generación de dichas energías renovables se aprecia más significativamente en la energía hidráulica, lo que podría ser consecuencia, principalmente, de dos factores: la reducción de potencia instalada de origen hidráulico o la ausencia de precipitaciones.

Para determinar cuál de estos dos factores ha motivado mayoritariamente el decrecimiento de la producción de energía hidráulica durante los últimos años, o si ambos son responsables del mismo, es necesario consultar la Tabla 1-2 presentada a continuación.

	2013	2014	2015	2016	2017 ⁽¹⁾
Hidráulica ⁽¹⁾	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Turbinación bombeo	2,5	2,5	3,3	3,3	3,3
Nuclear	7,6	7,6	7,6	7,6	7,1
Carbón	10,6	10,5	10,5	9,5	9,5
Fuel + Gas	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0
Ciclo combinado	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Eólica	22,9	22,9	22,9	22,9	22,9
Solar fotovoltaica	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Solar térmica	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Otras renovables ⁽²⁾	0,9	1,0	0,7	0,7	0,7
Cogeneración ⁽²⁾	7,1	7,0	6,6	6,4	6,4
Residuos no renovables	0,0	0,0	0,6	0,6	0,6
Residuos renovables	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1

Tabla 1-2. Potencia instalada peninsular (GW). Fuente: Red Eléctrica Española. [5]

(1) Incluye hidráulica convencional, bombeo y resto hidráulica.

(2) Incluye residuos hasta el 31/12/2014.

De acuerdo con los datos mostrados en la Tabla 1-2, la potencia hidráulica instalada en nuestro país se ha mantenido constante en el periodo de tiempo estudiado, por lo que la disminución observada en la producción de energía hidráulica puede asociarse, entre otros motivos menos significativos, a la falta de recursos a causa de las escasas precipitaciones.

Es importante señalar a este respecto el papel de las centrales de bombeo, cuya producción no se ve condicionada por las lluvias al disponer de un depósito superior (como ocurre en la mayoría de los casos en que no se dispone de fuentes naturales de agua a diferentes alturas), lo que permite generar energía en el momento deseado. La Tabla 1-1 indica la generación hidráulica peninsular sin contabilizar la correspondiente a este tipo de centrales, mientras que la Tabla 1-2 sí las tienen en cuenta dentro de la potencia hidráulica instalada en España.

Según el informe de Iberdrola denominado "Almacenamiento de Energía mediante bombeo" y presentado en 2013[11], la potencia instalada de esta tecnología alcanzaba los 4.749 MW, estando programado un aumento de 3.200 MW más, sumando un total de 8.100 MW para el año 2.020. Por lo tanto, teniendo en cuenta que los datos presentados en la Tabla 1-2 están expresados en GW, esta cantidad resulta poco representativa, permitiendo así establecer las conclusiones indicadas a raíz de ambas tablas.

No obstante, tal como la Tabla 1-2 permite observar, la hidráulica no ha sido la única fuente de energía renovable que no se ha visto potenciada durante los últimos años. España fue uno de los países más adelantados en instalar generación eólica y solar, con lo que ahora hay instaladas cantidades importantes. Sin embargo, el crecimiento de la potencia renovable instalada en España ha sido prácticamente inexistente debido a la interrupción de las ayudas a estas tecnologías.

Según estimaciones del Ministerio, denominado actualmente como de Industria, Comercio y Turismo, España alcanzó en 2014 una penetración de renovables del 17,3% en el consumo de energía final, mientras que el compromiso con la Unión Europea consiste alcanzar el 20% para el año 2020[12].

Otro aspecto a resaltar como resultado de la comparación de los datos tabulados con la Figura 1-12 es el reducido grado de autoabastecimiento energético presente en España. El consumo energético español ha estado dominado, y aún se ve altamente influenciado, por la presencia de productos petrolíferos, importados mayoritariamente del exterior, lo que conlleva una fuerte dependencia energética. No obstante, de acuerdo con el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020[13], esta tendencia se ha visto reducida a partir del año 2005 con la mayor penetración de las energías renovables en la producción energética.

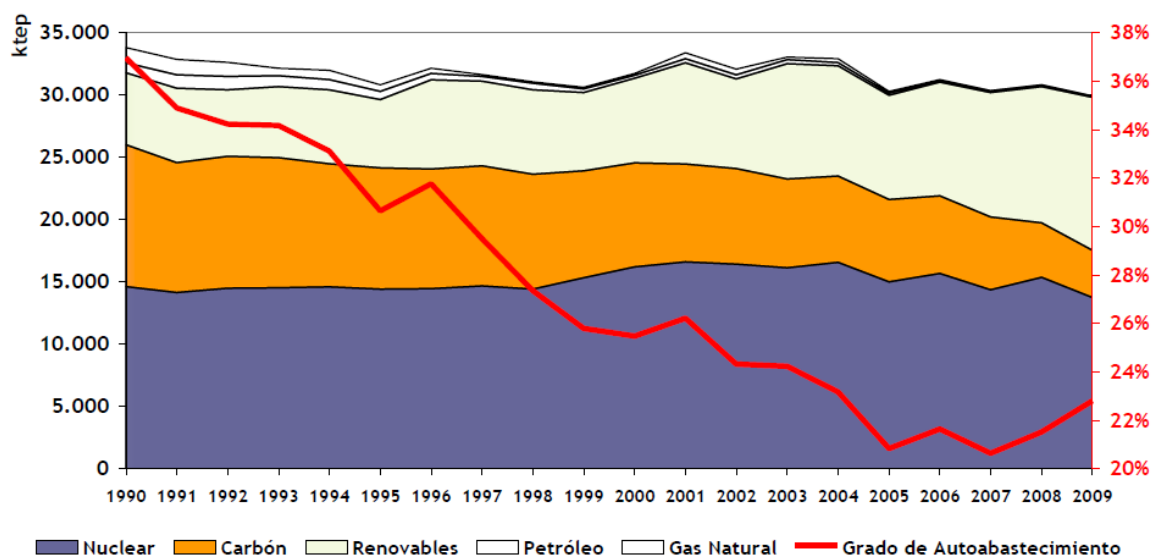


Figura 1-12. Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento en España. Fuente: Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011 – 2020. [13]

1.3 Aportación de energías renovables en España

Centrándonos en el panorama energético nacional y en el papel de las energías renovables en el mismo, se pretende en este apartado realizar un análisis más detallado a este respecto.

Para ello, en primer lugar, se examinará la situación actual de nuestro país, prestando especial atención al papel de la energía hidráulica, así como a las facilidades legislativas y fiscales existentes y enfocadas a potenciar el uso de las tecnologías limpias frente a los combustibles fósiles.

A continuación, se planteará el modelo energético propuesto por Deloitte para las próximas décadas, basado en el proceso de transición hacia el cumplimiento de las premisas y objetivos establecidas por la Unión Europea en el horizonte 2050. Igualmente, también se presentarán las estimaciones realizadas por McKinsey para ese periodo de tiempo, atendiendo a la evolución de las demandas de los distintos combustibles.

1.3.1 Contribución de la energía hidráulica

La hidráulica ha sido tradicionalmente la principal fuente renovable de generación eléctrica en España, contando con una evolución creciente durante más de un siglo. No obstante, esta situación cambió en 2009, cuando la eólica la trasladó al segundo lugar, consolidándose así como líder de las energías renovables.

De este modo, esta tecnología se ha asentado, contando con 17.025 MW de potencia instalada a finales de 2016 (sin contar bombeo puro) [14] y representando el 16,2% de la potencia nacional instalada, lo que la sitúa en tercer lugar tras el ciclo combinado y la eólica. No obstante, la generación hidráulica es muy variable y dependiente de la climatología, quedando muy por debajo de la potencia instalada como

puede observarse al comparar la Figura 1-13 con la Figura 1-14, aunque actualmente constituye el 35,5% del total de la energía renovable generada a nivel nacional.

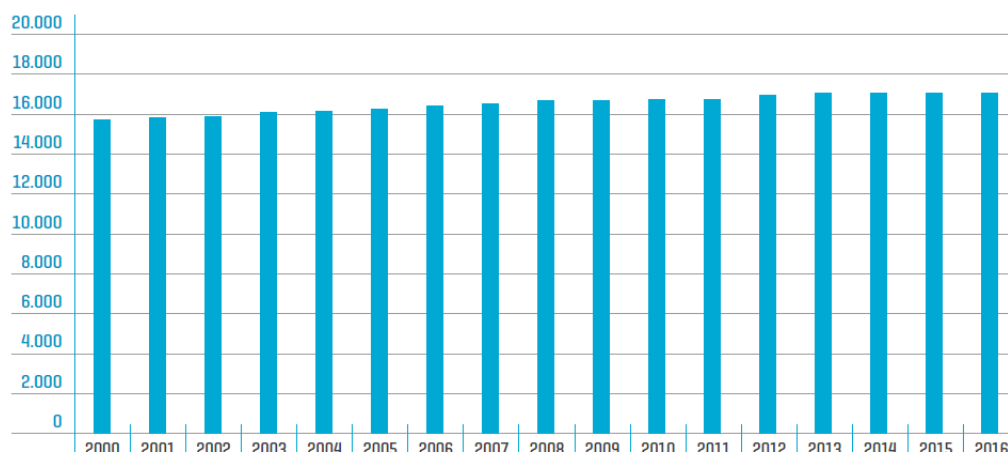


Figura 1-13: Potencia hidráulica instalada ⁽¹⁾. Fuente: *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. [14]

⁽¹⁾ Incluye hidráulica convencional, bombeo mixto e hidráulica no UGH.

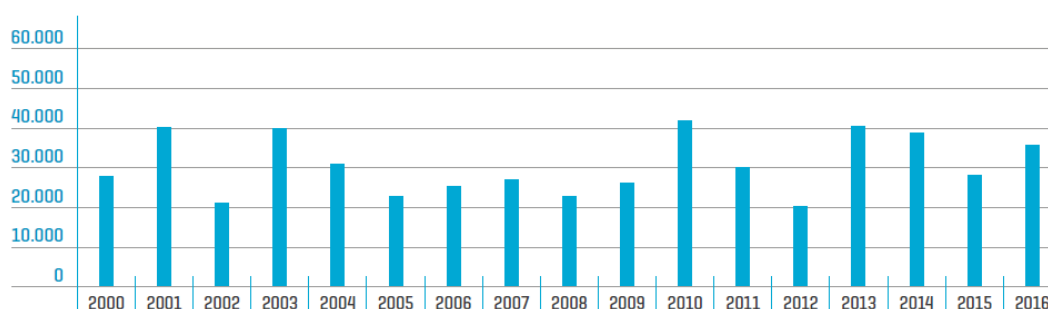


Figura 1-14: Generación hidráulica ⁽¹⁾. Fuente: *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. [14]

⁽¹⁾ No incluye la generación de bombeo. Datos de islas Canarias disponibles desde 2006.

Uno de los grandes inconvenientes de las tecnologías renovables es su difícil gestionabilidad. Sin embargo, la hidráulica no presenta este problema tal y como permite observar la curva media diaria de participación de la hidráulica sobre la generación total, la cual muestra cómo la mayor aportación de esta tecnología coincide con los picos de demanda.

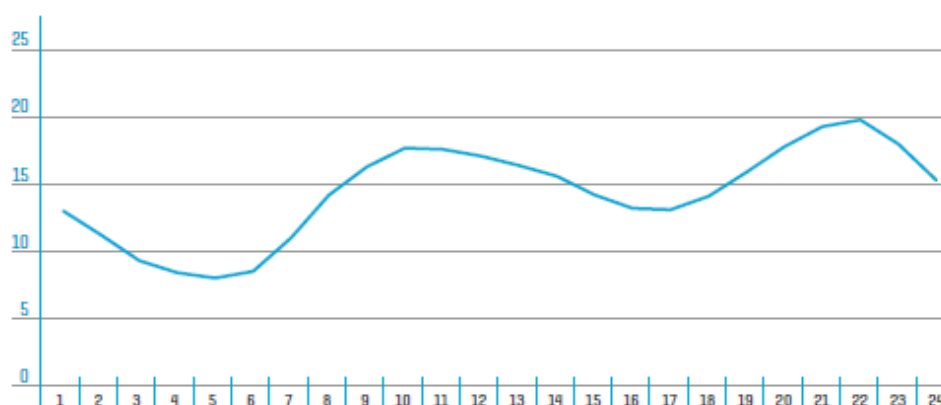


Figura 1-15: Participación media de la hidráulica sobre la generación total en las horas del día (%). Fuente: *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. [14]

En comparación con el resto de países europeos, España se ha situado en 2016 en el cuarto lugar en potencia hidráulica instalada y en el quinto en energía generada con esta tecnología.

Con las nuevas medidas que los distintos gobiernos se verán obligados a implantar para poder cumplir los objetivos medioambientales propuestos por la Unión Europea, cuyas posibilidades se comentarán en los apartados siguientes, las renovables tomarán un mayor protagonismo, afectando por lo tanto a la energía hidráulica, crucial en la presente transición.

1.3.2 Análisis de las contribuciones actuales de energías renovables

Como resultado de la revisión de la aplicación de la política y legislación medioambientales en los países miembros de la Unión Europea (Environmental Implementation Review: EIR, por sus siglas en inglés) puesta en marcha por la Comisión Europea en 2016, dicha entidad redactó un informe[15], al igual que para el resto de Estados, describiendo las principales oportunidades y retos que planteaba la aplicación de esta política en España.

La fiscalidad relacionada con el medio ambiente genera más ingresos y aporta beneficios tanto medioambientales como sociales sin perjudicar el crecimiento del país. Así, se calcula que los costes derivados de los efectos de la contaminación del aire sobre la salud en nuestro país superan los 22.000 millones de euros anuales, incluyendo los costes directos para la economía y el valor intrínseco de disfrutar de una vida sana. Además, de acuerdo con datos ofrecidos por la Agencia Europea de Medio Ambiente, a pesar de la significativa disminución de emisiones de varios contaminantes en España, para el año 2013 se estimaron unas 23.940 muertes prematuras atribuibles a las concentraciones de partículas finas, más de 4.280 a las concentraciones de dióxido de nitrógeno y 1.760 a la concentración de ozono[16]. Por lo tanto, la correcta aplicación de la legislación medioambiental conllevaría beneficios no sólo en este ámbito, sino también económicos y para la salud de la población.

Aunque en España los impuestos han sido utilizados para lograr objetivos medioambientales en varios ámbitos políticos, la recaudación de los mismos como porcentaje de los ingresos fiscales totales ha sufrido un descenso general durante la última década. Esto lo ha convertido en uno de los países con un menor porcentaje de fiscalidad ambiental en los ingresos por impuestos y contribuciones sociales, sólo por delante de Lituania y Eslovaquia, suponiendo exclusivamente un 5,5 % del PIB en 2014 mientras que la media europea se sitúa en el 6,35 %[15], tal y como muestra la Figura 1-16.

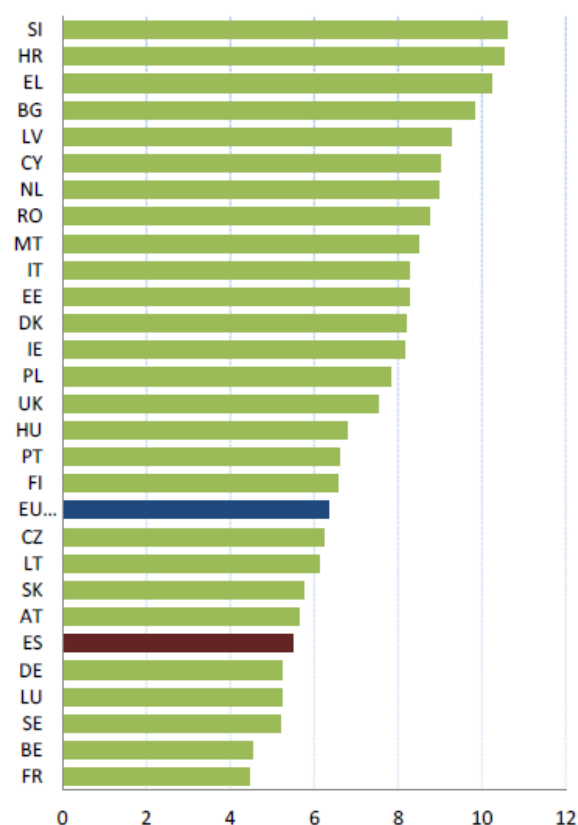


Figura 1-16. Contribución de impuestos medioambientales (%). Fuente: *Revisión de la aplicación de la normativa medioambiental de la UE.* [15]

De acuerdo con el informe de la Comisión Europea, desplazar la presión fiscal desde el trabajo hacia impuestos que perjudiquen menos al crecimiento sigue siendo un reto en España. Los impuestos sobre la energía representan la mayor parte de los ingresos procedentes de los impuestos medioambientales en la mayoría de los Estados miembros, por lo que este ha sido el sector en el que, en los últimos años, se han adoptado ciertas medidas entre las que se encuentra la aplicación de impuestos a la producción de energía eléctrica (Ley 15/2012). España también aprobó un nuevo impuesto en 2015

sobre la extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), aunque probablemente sus efectos resulten insignificantes.

Atendiendo a estos datos y comparándolos con los propios de otros Estados miembros, la Comisión Europea concluye que, en el caso de España, hay un margen claro para revisar los impuestos medioambientales principalmente en los sectores de la energía y del transporte, proponiendo como ejemplo la aplicación de unos impuestos municipales de circulación que reflejen fielmente el rendimiento medioambiental de los vehículos.

De este modo, y tomando nota de las prácticas recomendables de otros Estados miembros, se estima que dichos impuestos podrían generar unos 3.450 millones de euros para 2018, alcanzando los 6.960 millones de euros en 2030 (ambas cifras en términos reales de 2015), lo que equivaldría a un aumento de un 1,11 % y un 1,82 % del PIB, respectivamente.

A esta realidad se suma cierta dispersión normativa en la adopción de impuestos a escala regional, e incluso local, con diferentes enfoques, lo que podría conducir a ineficiencias económicas y a la fragmentación del mercado.

La reducción de las subvenciones perjudiciales para el medio ambiente es otro de los retos fundamentales para España. En nuestro país todavía se subvenciona el carbón local, los combustibles fósiles, los automóviles de empresa y el gasóleo con respecto a la gasolina, siendo uno de los Estados miembros que más uso hace de estas subvenciones ya que favorecen el alcance de otros objetivos políticos. Es importante que el sistema tributario español no favorezca indebidamente estas soluciones altamente contaminantes, lo que debería englobarse dentro de una estrategia global para eliminar las subvenciones nocivas para el medio ambiente. España es uno de los Estados miembros que más uso hace de las subvenciones a los combustibles fósiles

España representa un marco de referencia excepcional dentro de la Unión Europea por su rico capital natural, cuyo potencial ofrece oportunidades, implicando también una especial responsabilidad. Tiene un gran margen para revisar los impuestos medioambientales, principalmente en los sectores de la energía y el transporte, contribuyendo de este modo, no sólo a aumentar sus ingresos, sino también a la reducción de la contaminación.

A este respecto y de acuerdo con el Informe de 2016 del Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España [12], las emisiones de gases de efecto invernadero en España se vieron reducidas en 2016 en un porcentaje estimado del 3% respecto al año 2015. No obstante, esta cantidad es un 15% superior a la emitida en 1990, año de referencia según el protocolo de Kioto, por lo que no puede tomarse como un dato muy optimista.

Esa disminución se ha debido principalmente a la reducción aproximada de un 30% del consumo de carbón en la generación de electricidad, la cual se ha visto motivada por el crecimiento de la demanda, el precio de los distintos combustibles y la producción eólica, solar e hidráulica.

Este mismo informe [12], desarrollado por la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad en la Universidad Pontificia de Comillas, establece que el transporte es el sector que más energía consume, alcanzando el 40% de la energía final consumida, y el que más emisiones de CO₂ produce, por lo que su consideración en la política energética sostenible es prioritaria.

Los diferentes usos de la energía producida en España, así como las fuentes utilizadas en su generación, se presentan en la Figura 1-17, donde puede apreciarse el fuerte peso del transporte, tal como indica el informe.

Este diagrama de Sankey permite observar la energía, tanto de origen nacional como importado, que entra en el sistema, así como los diversos procesos de transformación que atraviesa hasta su consumo final. De este modo, es posible evaluar las pérdidas ocasionadas en dichas transformaciones y en el transporte de la energía y, por lo tanto, la eficiencia global del sistema.

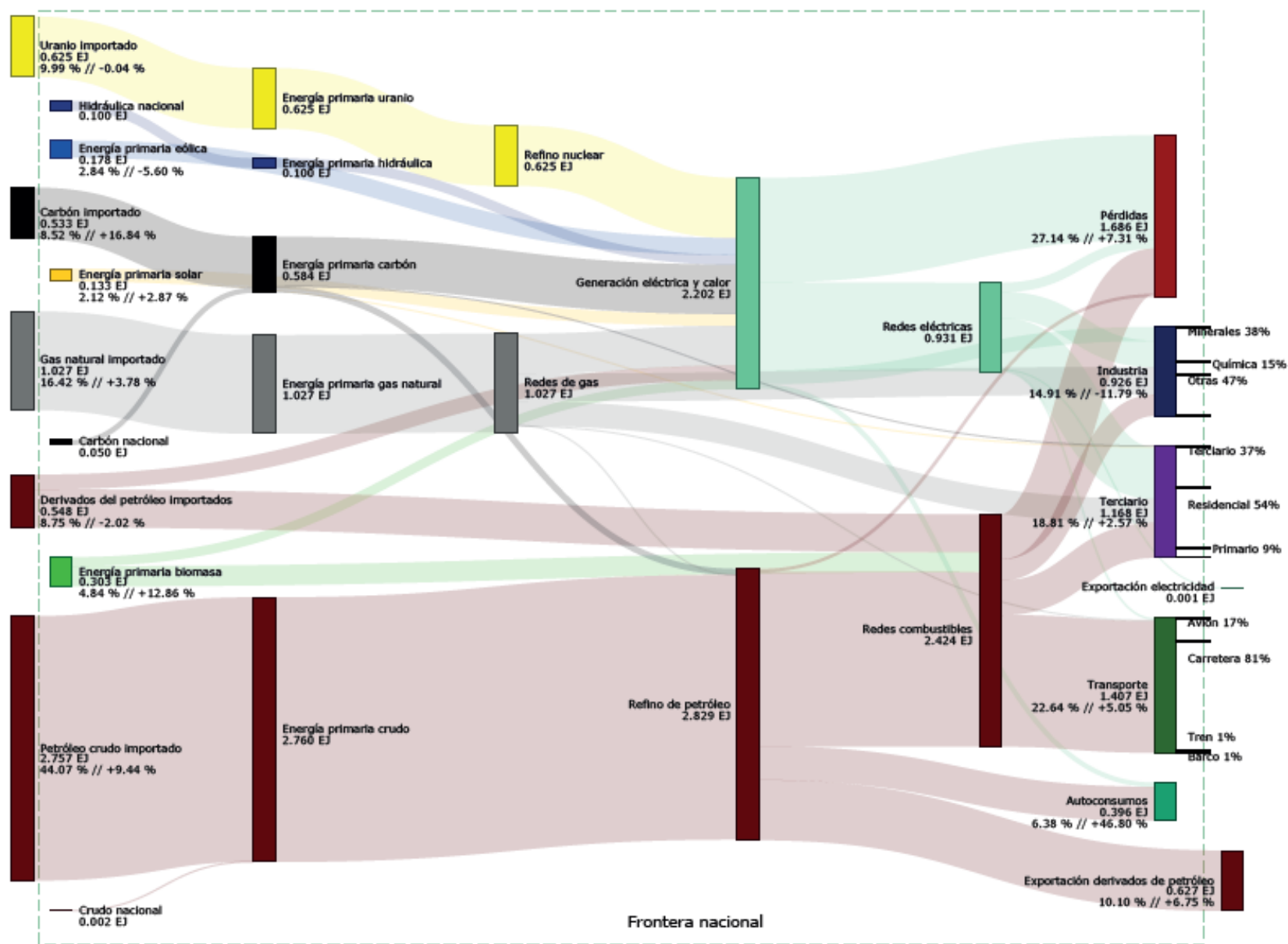


Figura 1-17. Fuentes, transformaciones y usos finales de la energía en España (2015). Fuente: *Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España*. [12]

Adicionalmente, muestra también las variaciones porcentuales con respecto al 2014 de las distintas fuentes y usos finales.

Asimismo, corrobora la escasa participación de la energía hidráulica en el panorama energético actual, representando exclusivamente un 1,6 % de la generación total. No obstante, el IDAE estimaba en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011 - 2020[13] que esta tecnología, altamente eficiente y consolidada, tendría un crecimiento anual en ese intervalo de tiempo similar al observado en el momento de su redacción, 2010. De modo que, a finales del 2020, la potencia instalada acumulada en el área hidroeléctrica alcanzara los 16.662 MW, sin incluir la potencia instalada en bombeos puros.

Ante el panorama presentado en este apartado, se pone de manifiesto el amplio margen de mejora de España en lo referente a la adecuada explotación de sus recursos naturales en la generación de energía de carácter renovable, así como en su motivación a través de políticas, legislaciones ambientales e impuestos que potencien su desarrollo e implantación. En esta línea, a continuación se expone el modelo energético español propuesto por Deloitte en su informe denominado "Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición."

1.3.3 El modelo energético defendido por Deloitte

En este apartado se presentan las principales consideraciones realizadas por Deloitte, una de las empresas de servicios profesionales más importantes a nivel mundial, en su informe "Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición" [17], presentado en marzo de 2016.

Dicho documento analiza los distintos cambios que se producirán en España en los próximos años en cuanto a las formas de producción y consumo de energía como consecuencia del compromiso de lucha contra el cambio climático adoptado por la comunidad internacional en la cumbre de París, con el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050-2100 y contener el aumento de la temperatura del planeta.

La Unión Europea confirmó en 2011 sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el horizonte 2050: entre un 80% y un 95% tomando como referencia el año 1990. Esto supone para nuestro país una disminución tal de las emisiones que estas queden limitadas a valores entre las 14 y 88 MtCO₂ (según el año de referencia considerado), lo que dista mucho de las emisiones actuales de 322 MtCO₂ equivalentes en 2013.

La forzosa transición entre el modelo energético actual, previamente descrito, y el necesario en 2050, se enfrenta a numerosas dificultades como son la necesidad de políticas sólidas pero flexibles al mismo tiempo que favorezcan el cambio, las importantes inversiones a realizar y los largos plazos de recuperación de las mismas, y la incertidumbre sobre la madurez de ciertas tecnologías, en cuanto a la relación entre prestaciones y costes, para su despliegue masivo. Estos factores obligan a ejecutar una transición metódica e inteligente que garantice el eficiente cumplimiento de los objetivos a largo plazo. Para conseguirlo, será necesario contar con todas las tecnologías y energías disponibles en el periodo de transición puesto que la prescindencia prematura de determinados combustibles o tecnologías, aunque sean contaminantes, comprometería la eficiencia económica de la transición o incluso de la seguridad de suministro.

En este análisis se toma como referencia intermedia el panorama energético en 2030, dado que la Unión Europea también ha adoptado numerosos objetivos sobre renovables, emisiones y eficiencia energética para dicho año. De esto modo, en la Figura 1-18 se presenta el conjunto de hitos intermedios para la descarbonización prevista para 2050 en lo referente a dichos aspectos.

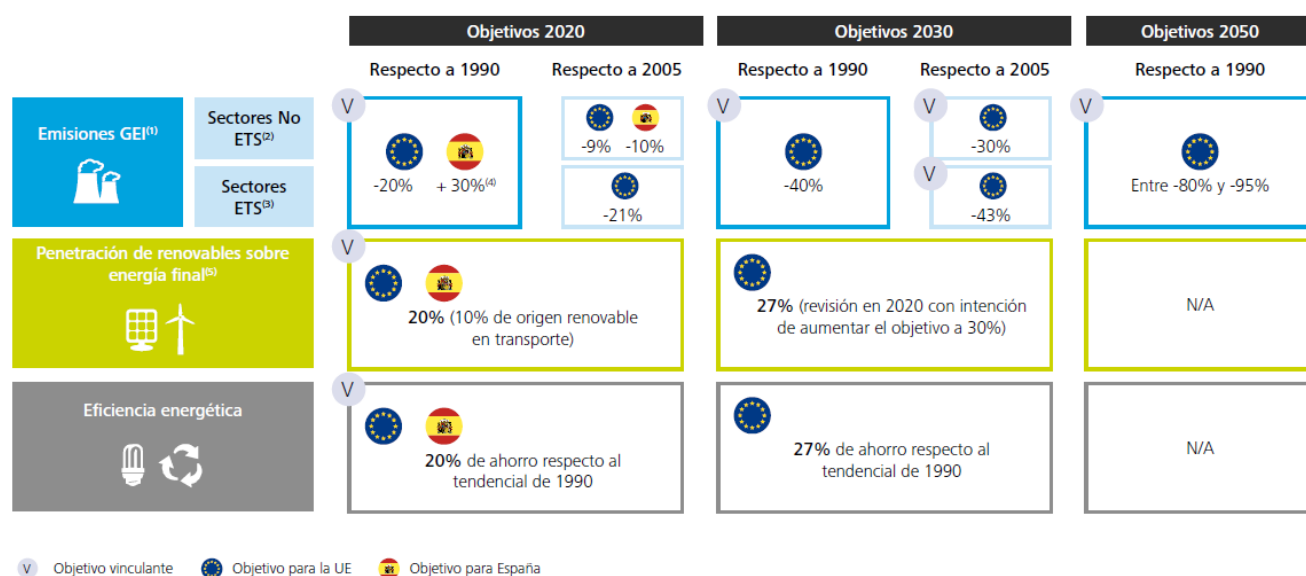


Figura 1-18: Análisis de los objetivos medioambientales de la Unión Europea: 2020, 2030 y 2050.

Fuente: *Un modelo energético sostenible para España en 2050*. [17]

- (1) Incluye emisiones de CO₂, N₂O, NO_x, CH₄, SO₂, HFCs, PFCs, SF₆ y NF₃. No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo.
- (2) Sectores no englobados en el sistema Emissions Trading System (ETS): transporte excepto aviación, edificación, residuos y agricultura.
- (3) Sectores englobados en el sistema ETS: consumos industriales, generación eléctrica y transporte de aviación.
- (4) Suponiendo que a España le corresponda el mismo porcentaje de reducción en ETS que la media de la Unión Europea.
- (5) Porcentaje del consumo de energía de origen renovable sobre el consumo total de energía final.

Para el cumplimiento de estos objetivos la generación de electricidad libre de emisiones se vuelve imprescindible. Sin embargo, esta requeriría hasta 2030, además de la instalación de entre 30 GW y 39 GW de tecnologías renovables, una significativa capacidad de respaldo que podría ser provista por otro tipo de centrales más contaminantes, mecanismos de gestión de demanda, interconexiones internacionales o nuevas tecnologías de almacenamiento de energía, siendo esta última la única que garantizará el cumplimiento del requisito de emisiones nulas. No obstante, no es posible prever cuándo estas tecnologías podrán dar el respaldo necesario para las puntas de demanda y a un coste competitivo, aunque resulta improbable que estén disponibles antes del 2030, por lo que las tecnologías actualmente consolidadas deben ser consideradas en la transición.

En esta línea, y prestando atención a las intenciones del nuevo gobierno español, destacar el carácter perjudicial del cierre de los 7.800 MW de energía nuclear actualmente instalados al cumplirse los 40 años de vida, lo que se traduciría en unas emisiones adicionales de unas 170 MtCO₂ equivalentes hasta 2030 (valor igual a la mitad de las emisiones totales de la economía española en 2013). Este incremento de emisiones se debe al hecho de que, al tratarse de producción de base y clausurarse con anterioridad a la maduración de otras tecnologías, su generación sería sustituida mayoritariamente por centrales térmicas convencionales. Además del perjuicio ambiental, esta sustitución también supondría un aumento del precio del mercado diario en el corto plazo de hasta 8-10 €/MWh.

Otra de las alternativas al almacenamiento que también garantizaría emisiones nulas en la generación eléctrica es la energía hidráulica. De este modo, Deloitte propone en su informe [17] incrementar la potencia hidráulica y de bombeo, llevando a cabo repotenciaciones de centrales en los casos que sea económicamente eficiente.

Tal como indica la Figura 1-19, el carbón, el gas natural y los derivados del petróleo son los principales causantes de las emisiones realizadas a nivel mundial. Estos combustibles se utilizan prácticamente en todos los sectores económicos, siendo su representación significativamente mayor en la generación eléctrica. Por lo tanto, aunque se requerirá un cambio de los patrones de producción y consumo

en todos los sectores para poder alcanzar la neutralidad en emisiones, las modificaciones llevadas a cabo en la generación eléctrica son especialmente relevantes, no viéndose favorecidas por la disminución de la producción de origen nuclear.

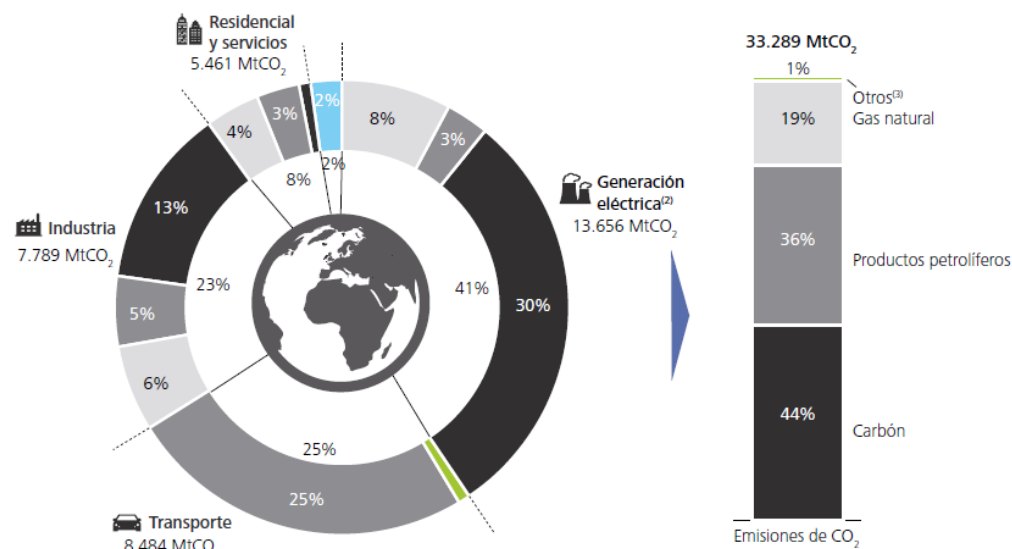


Figura 1-19: Emisiones de CO₂ ⁽¹⁾ provocadas por el consumo de energía en el mundo en 2013 desglosadas por tipo de combustible y por segmento de consumo. Fuente: *Un modelo energético sostenible para España en 2050*. [17]

- (1) Únicamente incluye las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de energía, que suponen más del 75% de las emisiones de efecto invernadero totales.
- (2) Incluye emisiones de CO₂ derivadas de la generación de calor.
- (3) Incluye emisiones de CO₂ derivadas de residuos industriales y residuos municipales no renovables.

Por este motivo, el informe de Deloitte incluye como *Recomendación 12: extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles*.

Tanto la Figura anterior como los datos presentados en apartados anteriores ponen de manifiesto el fuerte impacto del transporte en las emisiones GEI, por lo que Deloitte también incluye dentro de sus propuestas la electrificación del transporte ligero, para lo cual actualmente en España se están tomando medidas muy severas. Entre ellas destacan las orientadas a acabar con el consumo del diésel por ser aún más contaminante que la gasolina, como la prohibición de entrada a los vehículos alimentados con este combustible en las islas Baleares a partir del 2025 o el nuevo impuesto sobre el mismo.

No obstante, la expansión de la movilidad eléctrica en turismo debe enfrentarse a una serie de barreras como las escasas prestaciones de estos automóviles (poca autonomía y baja velocidad de recarga), la necesidad de disponer de un punto de recarga privado debido a los reducidos puntos públicos disponibles y los elevados precios que esta tecnología conlleva.

Además de la cuidada selección de tecnologías maduras de respaldo a mantener durante la transición, el aumento de generación renovable también se presenta como la asignatura pendiente en nuestro país, donde, tal como indica la Figura 1-20, todos los objetivos impuestos por la Unión Europea para el año 2020 se habían cumplido a fecha de 2014, a excepción de la penetración de renovables.

El cumplimiento adelantado de los objetivos para 2020 no debe tomarse con una actitud demasiado optimista ya que se ha debido principalmente a la crisis económica, que ha contraído el consumo de energía, y al desarrollo de la generación renovable eléctrica, pero no a un cambio estructural en el consumo de energía.

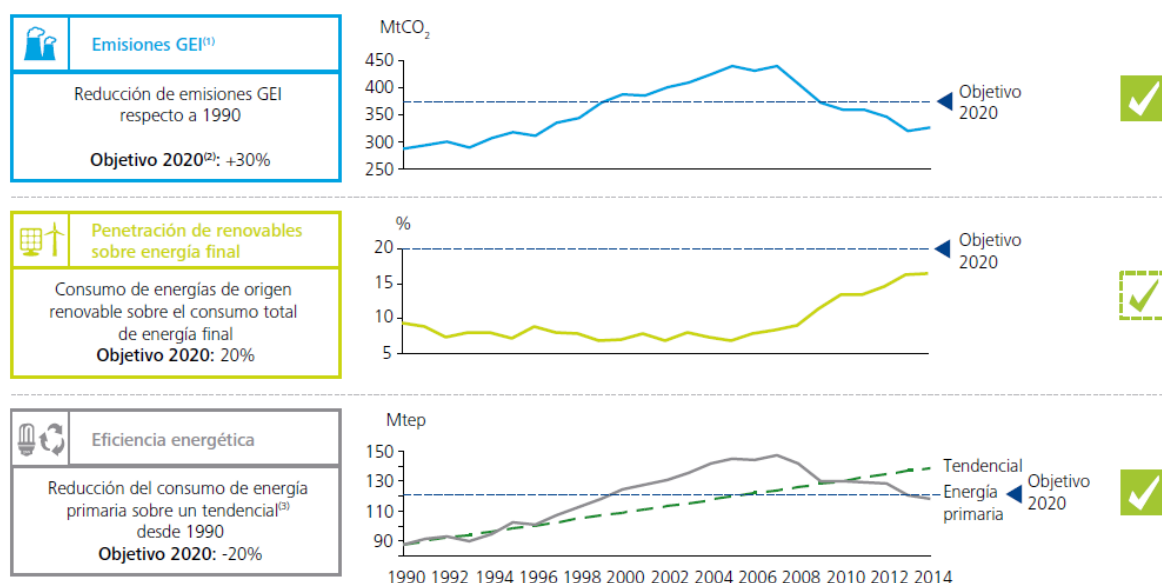


Figura 1-20: Análisis del cumplimiento de objetivos medioambientales impuestos para España en el marco de la Unión Europea hasta 2020. Fuente: *Un modelo energético sostenible para España en 2050*. [17]

Para conseguir la penetración de energías renovables deseada, el informe de Deloitte[17] considera que será necesario desarrollar un parque de generación eléctrica basado en un 90-100% en fuentes de origen renovable (sólo el 38%¹ de la generación de 2015 fue renovable) e instalar entre 145-201 GW de estas energías hasta 2050. Asimismo, habrá que proporcionar la capacidad de respaldo o almacenamiento, en caso de ser viable técnica y económicamente, asociada a esta nueva potencia a instalar de modo que se garantice la seguridad de suministro.

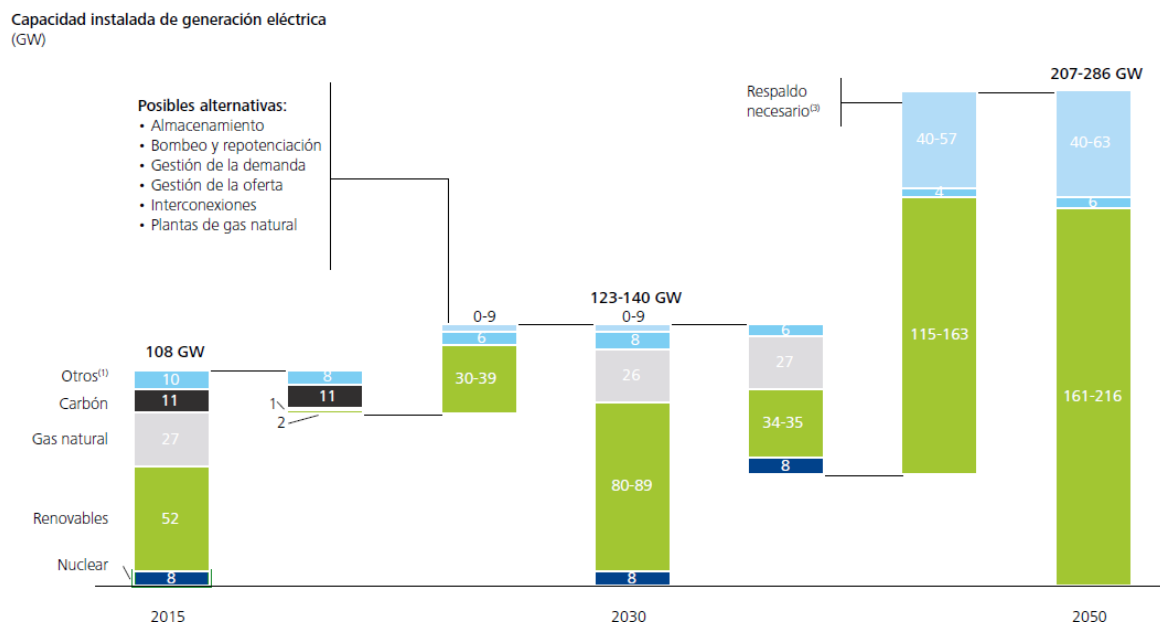


Figura 1-21: Evolución del parque de generación en el horizonte 2050. Fuente: *Un modelo energético sostenible para España en 2050*. [17]

(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros.

(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y descentralizada.

(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por la tecnología de generación con gas natural.

¹ Incluye generación de bombeo.

1.3.4 Las previsiones sobre la demanda energética hasta 2050 apoyadas por McKinsey

Al igual que Deloitte, McKinsey, una de las consultoras estratégicas más relevantes a nivel mundial, también ha presentado su propio artículo analizando la situación energética actual y las modificaciones que esta puede sufrir como consecuencia de las nuevas normativas. Así, con fecha de mayo de 2018 se publicó dicho artículo, denominado "5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050" [18], cuyas principales conclusiones se extraen a continuación.

En primer lugar, McKinsey estima que el crecimiento de la demanda energética global experimentará una desaceleración del 0,9% anual entre los años 2015-2030, y del 0,5% del 2030 al 2050. Esta estimación se sustenta en el hecho de que, aunque la demanda mundial continúa ascendiendo tal como se ha indicado en el apartado 1.2.2, el ritmo de crecimiento de la misma durante los últimos años es menor. Este fenómeno es atribuible, de acuerdo con el artículo [18], a dos factores.

El primero es el cambio estructural que está sufriendo la economía en numerosos países, ejemplificado en la transición de sistemas basados en la industria a otros basados en los servicios. En segundo lugar, se espera una fuerte evolución en el desarrollo energético que potencie tecnologías y combustibles más eficientes

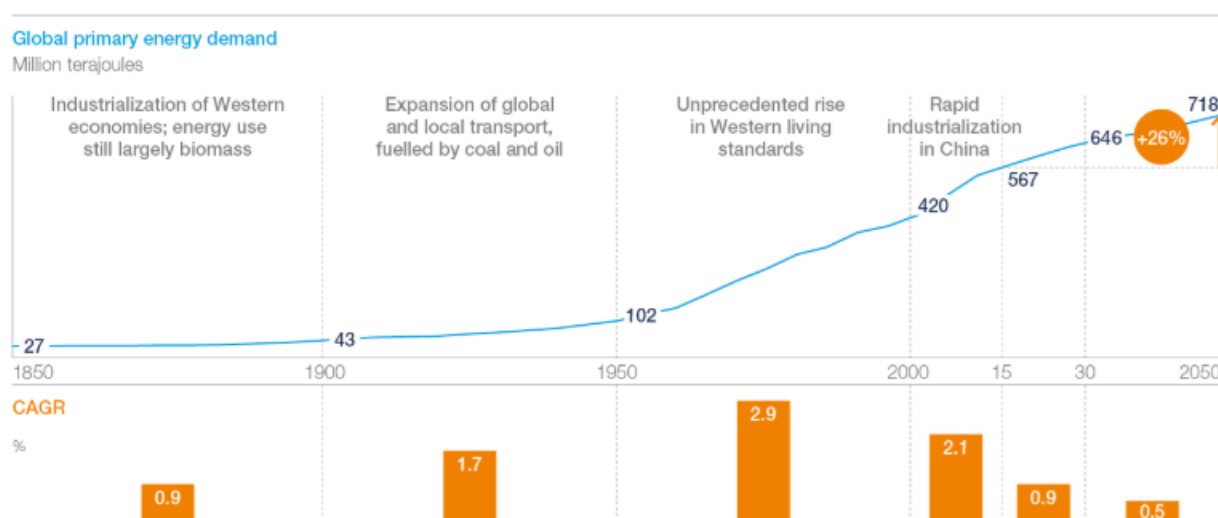


Figura 1-22: Previsión de la evolución de la demanda energética mundial. Fuente: *5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050*. [18]

Otra de las previsiones incluidas en este documento [18] es el alcance de un máximo en la demanda de petróleo en 2037 de alrededor de 110 MMb/d. Actualmente, la introducción del vehículo eléctrico se presenta como una nueva revolución, puesto que el transporte por carretera no sólo consume el 45% de la demanda total de petróleo líquido, sino que también hace uso de sus derivados con mayor margen (gasolina y diésel). En las próximas décadas, tanto el abaratamiento de estos vehículos a causa del desarrollo tecnológico, como las nuevas políticas de reducción de emisiones a implantar, favorecerán la penetración de los mismos en el mercado.

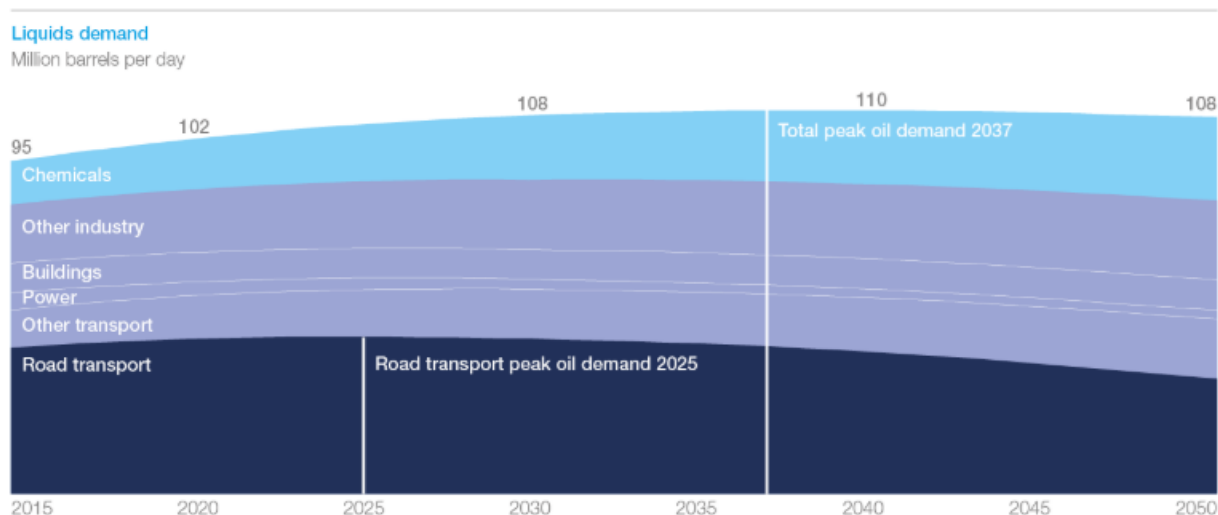


Figura 1-23: Estimación de la demanda global de petróleo. Fuente: *5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050*. [18]

En la línea de las recomendaciones realizadas por Deloitte, McKinsey también da especial protagonismo a las energías renovables (especialmente solar y eólica) durante la transición hacia 2050, resaltando el importante papel del almacenamiento energético y los sistemas de regulación de la demanda. Durante la última década, el coste de las baterías ha experimentado un fuerte descenso, por lo que no sería de extrañar que en un periodo aproximado de 10-15 años la combinación del almacenamiento energético con la solar fotovoltaica se volviera económicamente competitiva, particularmente en zonas con condiciones solares óptimas. Otra alternativa podría ser el almacenamiento de hidrógeno, especialmente importante en las estaciones de menor generación solar o eólica, aunque esta tecnología aún está lejos de la maduración, lo que la hace inviable económicamente.

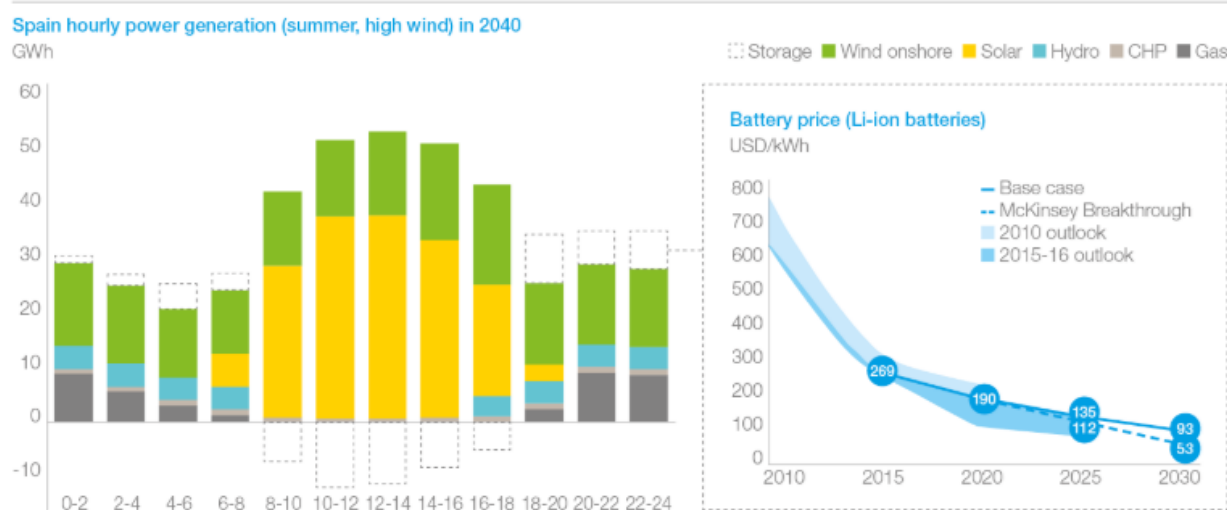


Figura 1-24: Estimación de la generación de potencia en España y de la evolución del precio de las baterías. Fuente: *5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050*. [18]

Adicionalmente, McKinsey anticipa tres décadas de estabilidad en las emisiones GEI tras alcanzar su máximo, lo cual se verá motivado por la descarbonización de la generación energética y el aumento de la electrificación. No obstante, la tendencia esperada es muy superior al objetivo establecido por la International Energy Agency (IEA) de controlar las emisiones de modo que se limite el incremento de la temperatura media global a valores inferiores a 2°C por encima de los valores preindustriales. Esto se debe al ya mencionado aumento de la población y al incremento de la demanda asociado al mismo, así como al significativo uso de los combustibles fósiles en determinadas industrias.

Otro de los factores que dificultan la reducción de emisiones GEI es la existencia de numerosas plantas de potencia abastecidas con combustibles fósiles. De este modo, aunque la implantación de renovables aumente, pasará mucho tiempo hasta que estas tecnologías resulten más económicas que las convencionales, forzando su paralización. Por lo tanto, aunque el uso de los combustibles fósiles se reducirá desde 2035, no se prevé una disminución drástica. Con respecto al uso del carbón, también se estima la presencia de su máximo en la próxima década. Así, aunque se reducirá su utilización en la producción de potencia, su abundancia en ciertas zonas y las economías favorables podrían mantenerlo como un combustible clave en el crecimiento de diversas industrias sobre todo en países asiáticos. El gas natural, sin embargo, experimentará el crecimiento más prolongado debido a la escasa presión que recibe de las medidas políticas como consecuencia de sus menores emisiones asociadas. Igualmente, siguiendo la línea de lo anteriormente comentado respecto a la evolución del petróleo, este también seguirá jugando un papel crucial en la industria química y el transporte marino y de aviación.

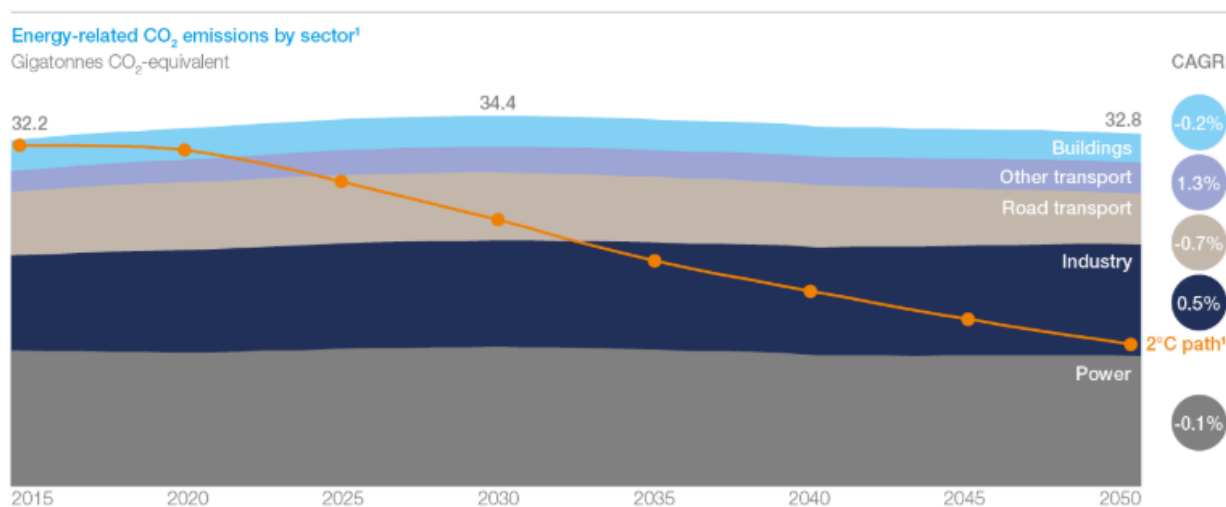


Figura 1-25: Comparación de la previsión de emisiones GEI con el objetivo establecido por la IEA.

Fuente: *5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050*. [18]

En cuanto al consumo de combustibles fósiles por parte de la industria química, este representará cerca de la mitad del crecimiento de la demanda de petróleo y más de un cuarto del crecimiento de la demanda de gas hasta 2030. Los principales motivos que potencian esta situación son su alta correlación con el crecimiento económico y poblacional, y el limitado número de alternativas económicamente competitivas para las materias primas derivadas de la petroquímica. De este modo, la industria química se convertirá en el promotor del aumento de la demanda de estos combustibles durante las próximas décadas.

Para entender el futuro de los combustibles fósiles en el sector químico, es importante contemplar tres tendencias. En primer lugar, la demanda de productos químicos, sobre todo plásticos, la cual se está viendo sometido a una cierta presión regulatoria que acabará por forzar un desacoplamiento del consumo de plástico virgen (que utiliza la mayor parte de estas materias primas) hasta su sustitución tras 2030. Seguidamente, el reciclaje de plásticos, que requiere mejoras en la recolección de residuos por parte de los consumidores, así como avances tecnológicos para su perfeccionamiento. Y, por último, la incorporación de alternativas biológicas en determinadas rutas de producción.

Por lo tanto, en la línea de lo expuesto por Deloitte, se puede concluir que nos encontramos a las puertas de una etapa llena de cambios que alcanzarán diversos ámbitos, afectando así a nuestro día a día en cuanto a modificaciones en nuestros hábitos de consumo, en los productos disponibles o en la misma legislación. Así, parece evidente que la electrificación tomará un papel principal al abarcar el transporte por carretera, lo que requerirá a su vez una mayor generación de electricidad en sustitución de otros combustibles. De este modo, también las renovables tomarán mayor protagonismo, potenciándose su desarrollo tecnológico y convirtiéndose en una solución económica y sin emisiones.

2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El aprovechamiento de la energía del agua en movimiento ha acompañado al hombre durante siglos, jugando un papel importante en su desarrollo tecnológico. Así, los diferentes diseños que las turbinas hidráulicas han adquirido en el tiempo han posibilitado diversos usos, que cubren desde tareas agrarias, hasta la actual producción energética. En este capítulo, se presenta brevemente la evolución temporal de la energía hidráulica, exponiéndose a continuación los tipos de centrales existentes y las turbinas utilizadas para, en el capítulo siguiente, ahondar en las minicentrales y su tecnología, siendo este el verdadero objetivo del proyecto.

2.1 Desarrollo histórico de las centrales hidroeléctricas

Las primeras civilizaciones, aún desconocedoras de todo su potencial, reconocieron en el agua un recurso fundamental, siendo este el motivo por el cual se desarrollaron junto a grandes ríos o mares. Más adelante, los romanos y los griegos inventaron el molino, convirtiéndose en la primera muestra del aprovechamiento de la energía del agua. Estos molinos, hechos por aquel entonces de madera y utilizados principalmente en la molienda de grano, se construyeron primeramente con un eje vertical en cuya base se situaban unas paletas sumergidas. Sin embargo, la gran fuerza del agua que se requería para su movimiento hizo que rápidamente fueran sustituidos por el popular molino de eje horizontal que se muestra en la Figura 2-1, cuyo uso se extendió durante más de tres mil años.

La posibilidad de utilizar esclavos o animales de carga para esta tarea dificultó la popularización de la energía hidráulica. No obstante, cuando esta situación cambió en la Edad Media, la rueda hidráulica comenzó a utilizarse ampliamente en gran variedad de aplicaciones.

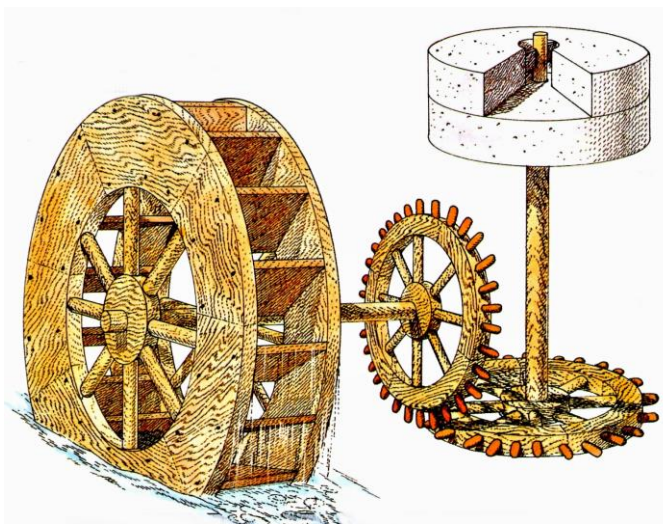


Figura 2-1: Molino de agua romano. Fuente: Enciclopedia de Historia Universal. [45]

A pesar de la multitud de usos que se le dio a la energía del agua durante la historia, no fue hasta la revolución industrial en el siglo XIX y el descubrimiento de la electricidad cuando se desarrollaron las primeras centrales hidroeléctricas. La primera de todas ellas empezó a operar en 1880, en Northumberland, Inglaterra, donde William Georges Armstrong, fundador de la compañía Armstrong Whitworth, tenía una vivienda que deseaba iluminar. Ya en el siglo XX, el aumento de la demanda energética, así como el desarrollo del generador eléctrico y el perfeccionamiento de la turbina hidráulica, supusieron un fuerte impulso para esta tecnología que continuó extendiéndose hasta nuestros días.

En este contexto, España también vivió esta época de desarrollo gracias a la Política Hidráulica de la Restauración [19] motivada por el entonces Ministro de Agricultura, Industria, Comercio y Obras Públicas, Rafael Gasset. Este impulsó la construcción de obras hidráulicas convencido de que la mejora del riego era esencial para el enriquecimiento de un país cuya economía se basaba principalmente en la agricultura. En esta línea, se enmarca la siguiente frase atribuida al también ministro Mendizábal: "España no será rica mientras los ríos desemboquen en el mar" [19].

Paralelamente, las minicentrales hidroeléctricas surgieron en el siglo XIX como la única solución de generación de energía hidráulica frente a la imposibilidad de transportar electricidad en forma de corriente continua. Esto obligaba a seleccionar como localizaciones de las centrales aquellas zonas donde coincidieran un salto de agua y un centro de consumo. Este problema se resolvió en el siglo XX con la aparición de la corriente alterna, que permitió un desarrollo a gran escala de la generación hidroeléctrica.

Con el encarecimiento de los combustibles fósiles utilizados como fuente de energía primaria durante la industrialización, especialmente el carbón, se comenzó la búsqueda de alternativas renovables, teniendo lugar el auge de la industria hidroeléctrica. Sin embargo, esta se vio paralizada por la bajada de precio que sufrió el petróleo, lo que favoreció la construcción de centrales térmicas y el cierre de numerosas minicentrales hidráulicas a causa de sus elevados costes de explotación.

No obstante, la crisis del petróleo iniciada en la década de los 70, junto con la creciente preocupación por el cambio climático y los diferentes impactos ambientales derivados de la producción energética, han hecho resurgir el papel de las minicentrales hidráulicas, así como la rehabilitación de aquellas que fueron paradas anteriormente.

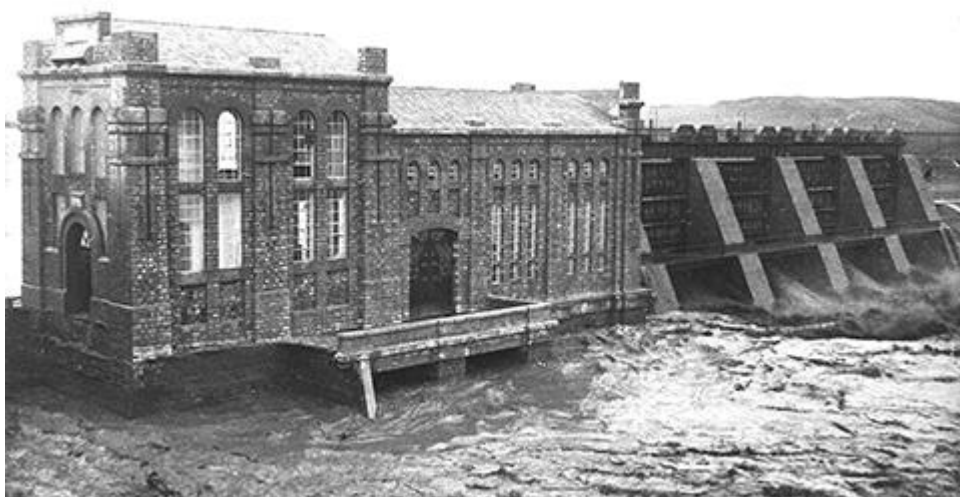


Figura 2-2: Central Hidráulica de Mengíbar (Jaén). Fuente: Revista del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental [20].

Más concretamente, en Andalucía, se construyeron numerosas minicentrales hidroeléctricas ya que la escasez de ríos caudalosos (exclusivamente el Guadalquivir) y el clima seco de la región dificultan la producción de energía hidráulica a gran escala. La gran mayoría de estas minicentrales pertenecían a la empresa Sevillana de Electricidad, la cual se fundó en 1894 y fue posteriormente absorbida por Endesa en 1996. Aunque en el momento existían otras compañías que también se dedicaban a la electrificación, Sevillana cultivó un mayor éxito, encargándose desde 1901 de alumbrar el Real de La Feria de Abril.

Sin embargo, varias de las minicentrales hidráulicas construidas, como consecuencia de los factores antes expuestos, han cerrado con los años, abriéndose ahora de nuevo el debate sobre la viabilidad de su rehabilitación [21].

2.2 Clasificación de las centrales hidráulicas

En este apartado se describirán las diferentes tipologías de centrales hidráulicas cuya producción supera los 10 MW, es decir, excluyéndose las minicentrales de las que se hablará en el siguiente capítulo.

Las centrales hidroeléctricas deben adaptarse, en la medida de lo posible, al medio en que se encuadre la corriente de agua utilizada en la producción, minimizando su impacto ambiental y optimizando

el aprovechamiento energético. Por ello, existen diferentes tipos de centrales en las que se utiliza la misma configuración tecnológica con algunas variaciones en función del caudal y el salto hidráulico de que se disponga, siendo estos los factores de mayor importancia en la producción energética.

De este modo, se presentan a continuación las principales características de las centrales de embalse, de bombeo, mareomotrices y fluyentes, aunque cabe indicar que existen otras centrales, denominadas mixtas, con tipología a caballo entre las anteriores como consecuencia, tal como se ha mencionado, de los diferentes entornos en que estas pueden ubicarse.

2.2.1 Centrales de embalse

Es el tipo más frecuente y tradicional de central hidroeléctrica. Utilizan embalses y presas para almacenar agua a diferente cota e ir graduando el caudal que atraviesa la turbina. Generalmente, una mayor cota o salto hidráulico proporciona mayor potencia ya que esta mayor energía potencial se convertirá posteriormente en una mayor energía cinética. De este modo, la construcción de un embalse permite aprovechar el salto hidráulico disponible en la producción de electricidad.

Dentro de esta tipología se puede distinguir entre centrales **a pie de presa** y centrales de derivación.

En las primeras, la turbina recibe el agua directamente de la presa, por lo que se suele situar en la propia estructura de la misma. Aunque en España se encuentra la central de Ribarroja (Tarragona), en el río Ebro, la cual dispone de una potencia instalada de 270 MW gracias a sus cuatro turbinas Kaplan, pueden alcanzarse potencias de hasta 22.500 MW, como la de “Tres Gargantas” en el río Yangtsé en China, siendo esta la central de este tipo más grande construida hasta ahora. Este amplio rango se debe a la gran influencia de la construcción civil en la producción.



Figura 2-3: Presa de Tres Gargantas. Fuente: www.MOSingenieros.com [50]

No obstante, la producción de las centrales de pie de presa está condicionada a los diferentes usos que se hacen del agua embalsada, los cuales son, en orden de prioridad, el consumo humano, el riego y el uso industrial. De este modo, los posibles beneficios económicos de esta central se ven reducidos al no poder priorizar la producción durante los periodos de hora punta, sino cuando estos usos precisen la liberación de agua del embalse. Para evitar esto, se plantea la posibilidad de construir un contraembalse aguas abajo, cuya relación coste-beneficio también debería ser analizada. Esta obra civil permite liberar agua del embalse en cualquier momento, aprovechando el salto disponible en la producción energética y quedando esta agua almacenada en el contraembalse, ya sin salto, pero disponible para los usos que la requieran. Un ejemplo de este tipo de centrales sería El Pintado, en Cazalla de la Sierra, Sevilla.

En las **centrales de derivación**, en cambio, se suelen alcanzar potencias inferiores debido a sus características constructivas. Estas centrales constan de una toma de agua desde la presa o azud que desvía parte del agua almacenada a través de un canal hasta las turbinas donde, tras la producción de electricidad, será devuelta al cauce del río. Atendiendo a esta configuración y con el propósito de no entorpecer el curso del río, es fácilmente deducible que se dispondrá de un salto hidráulico y caudales menores en comparación con las centrales de pie de presa. De este modo, en Córdoba se encuentra la central del Carpio, con una potencia de 7 MW y tres grupos de turbinas Francis.



Figura 2-4: Central el Carpio (Córdoba). Fuente: *El Guadalquivir: Canalización y Electricidad*. [22]

2.2.2 Centrales de bombeo

Este tipo de centrales nacieron para gestionar la energía producida en las centrales nucleares ya que, al ser centrales de base y trabajar ininterrumpidamente sin poder, por tanto, adaptarse a la curva de demanda, no podían explotar todo su potencial económico. La incorporación de estas centrales de bombeo permitía almacenar la energía producida en las nucleares pero no consumida, bombeando agua a un depósito superior. De este modo, en lugar de producir una energía que no reportaba ningún beneficio, en periodos de hora punta en que la energía se compra a mayor precio, las nucleares podían vender este excedente producido al hacer pasar el agua almacenada a través de las turbinas hidráulicas. En nuestro país, por cada central nuclear que se construía, normalmente se construía una central de bombeo pareja.

Las centrales de bombeo, tal como se ha indicado, permiten almacenar energía de forma eficiente, para lo que disponen de dos depósitos: uno superior al que bombear agua cuando la energía es barata, y otro inferior al que turbinar esta agua almacenada cuando el precio de la energía generada aumenta. Es decir, actualmente este tipo de centrales obtienen beneficios bombeando en las “horas valle” de la demanda y turbinando en las “horas punta” de la demanda.

Estas centrales, además de ser actualmente la forma más económica de almacenar energía eléctrica, son las únicas capaces de restablecer el sistema en caso de producirse un cero en la red.

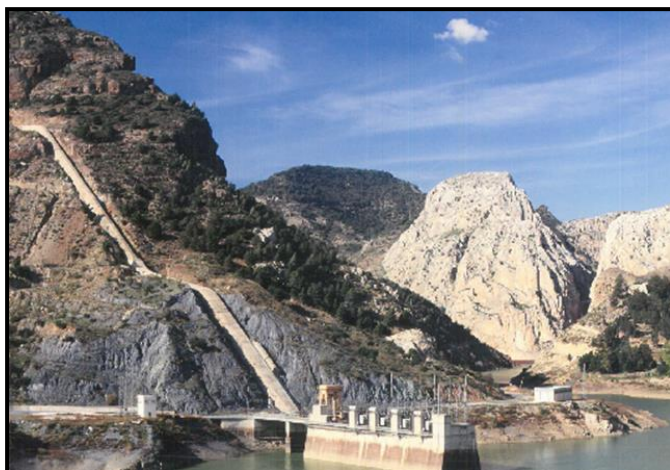


Figura 2-5: Central de bombeo de Tajo de la Encantada. Fuente: Ramón Abella Monserrat

propiedad de Endesa y con una potencia de 215,4 MW en turbinado; y de La Muela I y II, en Valencia, y con una potencia en turbinado de 1.480 MW.

Dentro de este tipo de centrales se distinguen las de bombeo puro y las de bombeo mixto. Las primeras no cuentan con ningún tipo de alimentación al depósito superior, a excepción del agua bombeada desde el depósito inferior, mientras que en las de bombeo mixto éste es alimentado externamente, por ejemplo, por la corriente de un río.

Las centrales de bombeo puro son más comunes, encontrándose en España, entre otras, las centrales de Guillena, en Sevilla,

2.2.3 Centrales mareomotrices

Las centrales mareomotrices, de dimensiones muy superiores a las anteriores, aprovechan la fuerza de las mareas para impulsar las turbinas y, así, producir electricidad. De este modo, constituyen una forma muy eficiente de obtener energía cerca de la costa.

Su gran tamaño conlleva unos importantes costes económicos y ambientales que pueden llegar a poner en riesgo la rentabilidad de la inversión, ya que la energía obtenida no es tan elevada como para compensar tal gasto.

Un ejemplo de este tipo de centrales es la central de Rance, en Francia. Fue la primera central de este tipo en ponerse en marcha, en 1967, produciendo electricidad para abastecer la ciudad de Rennes. Esta central cuenta con 24 turbinas tipo bulbo de 10 MW cada una. Al igual que en las centrales de bombeo, estos grupos son reversibles, permitiendo turbinar cuando la marea está alta y bombear cuando está baja.



Figura 2-6: Central de Rance. Fuente: www.energiasrenovablesmanims.blogspot.com. [44]

2.2.4 Centrales fluyentes



Figura 2-7: Central de Alcalá del Río. Fuente: www.lugaresconhistoria.com. [43]

Las centrales fluyentes aprovechan la propia corriente de los ríos para la generación eléctrica. Así, la potencia producida dependerá del caudal en lugar del salto hidráulico como en las centrales de embalse o de bombeo, aunque, en ocasiones, puede llevarse a cabo la construcción de un pequeño azud para aumentar ligeramente la diferencia de cotas. El gran caudal y el escaso salto con los que trabajan las hacen idóneas para el uso de turbinas Kaplan, aunque las características de las mismas se expondrán en detalle más adelante.

La ausencia de una zona de almacenaje conlleva una obra civil menor. Sin embargo, el reducido caudal de los ríos en épocas de sequía dificulta la generación energética en dichos periodos.

Ejemplos de estas centrales son la de Alcalá del Río, con una potencia de 6,08 MW, y la Mengíbar, con 4,2 MW.

2.3 Elementos principales de una central hidroeléctrica

El propósito de este apartado es presentar los principales componentes de una central hidroeléctrica convencional para, en el capítulo siguiente, poder comparar esta configuración con la propia de las minicentrales.

2.3.1 Tipos de turbinas hidráulicas

La tecnología utilizada en el aprovechamiento de la energía hidráulica para la producción eléctrica no ha sufrido grandes variaciones con los años, por lo que se trata de una tecnología robusta y consolidada. Así, la evolución de las turbinas hidráulicas radica en los diferentes materiales utilizados y en el perfeccionamiento de los perfiles hidrodinámicos gracias a la precisión conseguida con las nuevas herramientas informáticas. Esto ha permitido desarrollar turbinas capaces de generar la misma potencia que años atrás, pero con estructuras de menor tamaño, más ligeras y con perfiles más complejos.

Las turbinas hidráulicas son las responsables de aprovechar la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación que, transmitido mediante un eje al generador, produce energía eléctrica.

Tal como se ha mencionado con anterioridad, los principales factores a tener en cuenta en la generación de energía hidráulica son el salto y el caudal, siendo estos también, por lo tanto, los utilizados en la clasificación de las turbinas hidráulicas. De este modo, cada tipología encuentra su máximo rendimiento dentro de un determinado rango de altura, o diferencia de cota, y caudal, correspondiéndose con los mostrados en la Figura 2-9.

Siguiendo estos criterios, las turbinas hidráulicas pueden clasificarse en tres grandes grupos: Pelton, Francis y Kaplan.

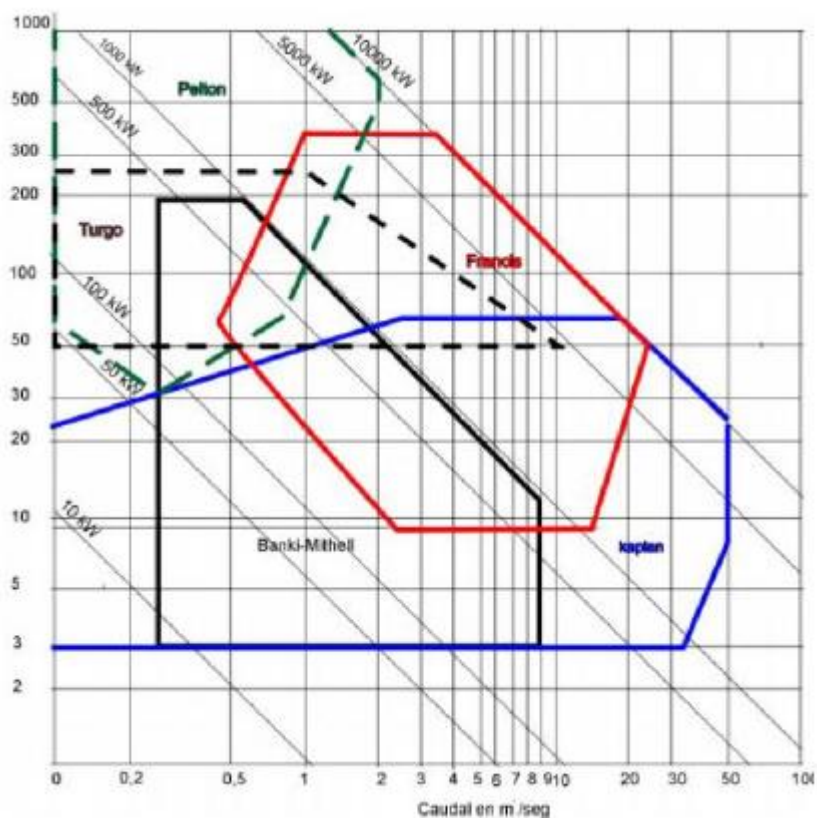


Figura 2-8: Rango de aplicación de cada tipo de turbina hidráulica. Fuente: *Diseño de rodete de turbina hidráulica tipo Pelton para microgeneración*. [23]

Otras posibles clasificaciones podrían hacerse atendiendo al número de revoluciones (Figura 2-9) o a la velocidad específica (n_s) de la turbina (Figura 2-10 y Tabla 2-1), siendo este parámetro característico de cada uno de los tipos antes presentados.

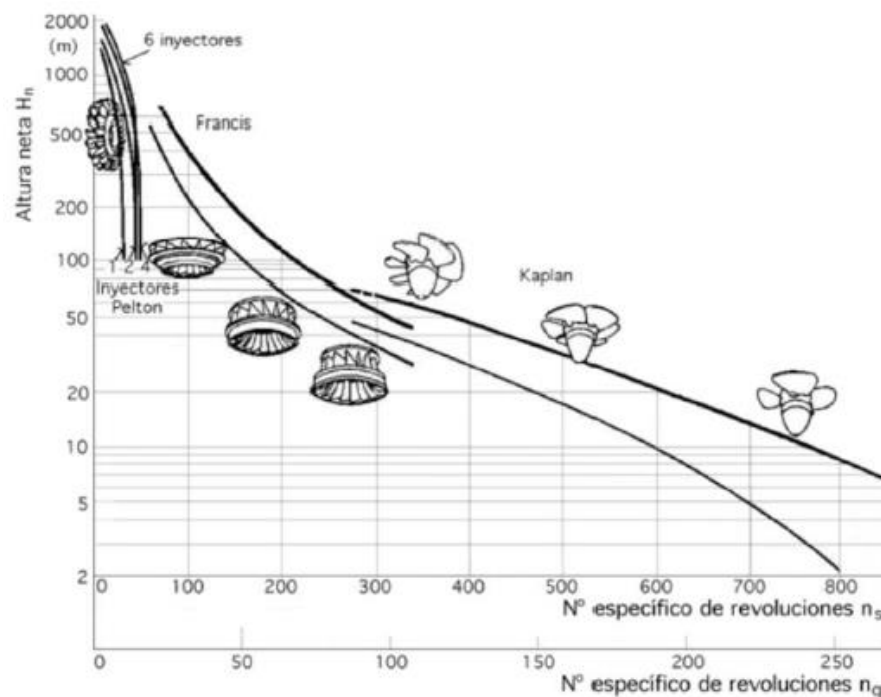


Figura 2-9: Clasificación de turbinas hidráulicas según el número específico de revoluciones. Fuente: *Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas*. [24]

La velocidad específica se corresponde con el número de revoluciones que dará una turbina semejante a la que se trata de buscar y que entrega una potencia de un caballo al instalarse en un salto de altura unitaria, siendo su expresión matemática la siguiente:

$$n_s = n \cdot \frac{p^{1/2}}{H^{5/4}}$$

Velocidad específica en r.p.m.	Tipo de turbina	Altura del salto en m .
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extrarrápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extrarrápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

Tabla 2-1: Clasificación de turbinas hidráulicas según su velocidad específica. Fuente: *Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas*. [24]

Por consiguiente, los catálogos facilitados por los fabricantes suelen contener gráficas como la mostrada en Figura 2-10.

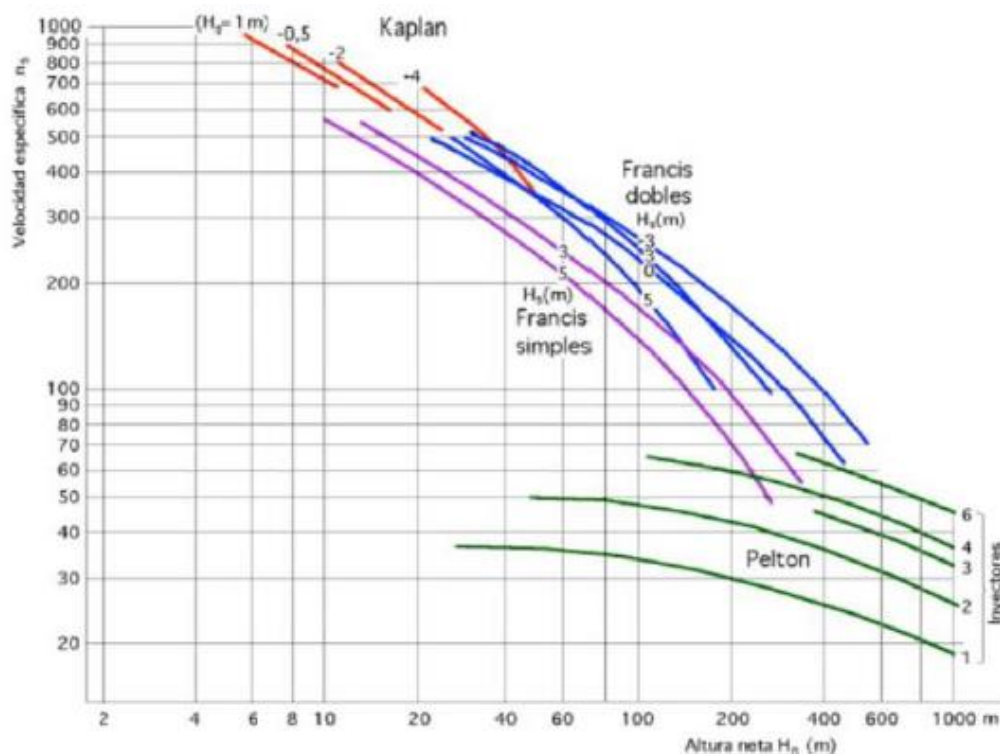


Figura 2-10: Clasificación de turbinas hidráulicas según su velocidad específica. Fuente: *Turbinas Hidráulicas Grupo de formación Empresas Eléctricas*. [24]

En cuanto a la filosofía de funcionamiento, también pueden distinguirse entre las turbinas de acción y las de reacción, siendo la diferencia entre ambas que, mientras que las de acción únicamente aprovechan la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar, las de reacción aprovechan además la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto. Es decir, las turbinas de reacción aprovechan la altura total disponible hasta el nivel de desagüe, pero las de acción sólo aprovechan la altura hasta el eje de la turbina.

Por último, señalar que, para diferenciar los componentes de la turbina y del alternador, la parte móvil de la primera se denomina rodete, mientras que la propia del segundo se conoce como rotor.

A continuación, se describen con mayor detalle cada una de las tipologías aquí presentadas.

2.3.1.1 Turbina Pelton

La Pelton es la turbina de acción más utilizada. Su rodete consta de un disco circular que tiene montados en su periferia una especie de cazos dobles a modo de álabes. El chorro de agua es dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo sobre estas cucharas para producir así el movimiento de giro de la turbina. De este modo, aumentando o disminuyendo el caudal que atraviesa los inyectores, se regula la potencia generada por la turbina.

Este tipo de turbina se utiliza en aprovechamientos hidroeléctricos de salto elevado (entre 200 y 900 m) y pequeño caudal (en torno a 3 m³/s).

Lester Allan Pelton (1829-1908), el inventor de la turbina Pelton, fue un ingeniero norteamericano que trabajaba en el diseño y construcción de equipos para la extracción de oro California.

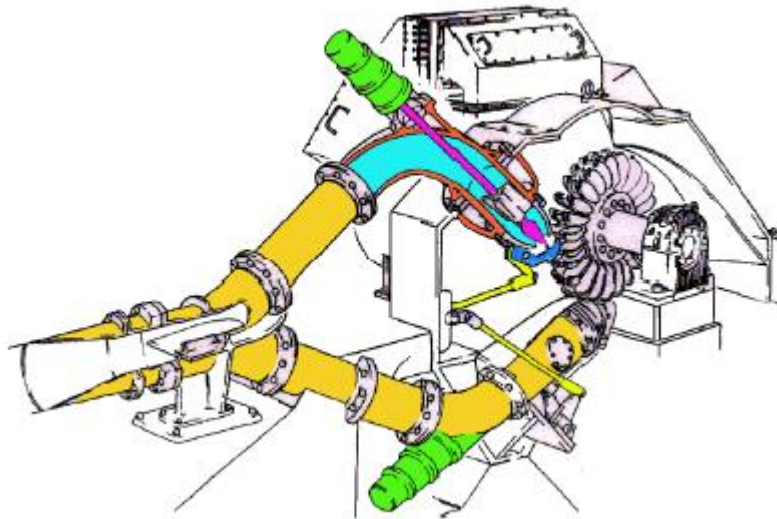


Figura 2-11: Turbina Pelton de dos inyectores. Fuente: 3. *Turbina Pelton*. [25]

El rendimiento energético que proporcionan estas turbinas es superior al 90% en condiciones de diseño. Igualmente, presentan una curva de rendimiento bastante plana, manteniendo un buen rendimiento que alcanza el 80% para caudales de hasta un 30% del nominal. Esto posibilita que en las centrales donde, por sus características, se requieran turbinas de este tipo, se instalen pocos grupos.

Aunque la posición más empleada en la instalación de las turbinas Pelton es la horizontal, también pueden colocarse verticalmente. Generalmente, se instalan con eje horizontal, es decir, verticalmente, las máquinas con uno o dos inyectores, y con eje vertical y, por lo tanto, horizontalmente, aquellas con mayor número de inyectores. No obstante, esta última situación encarece el coste del generador.

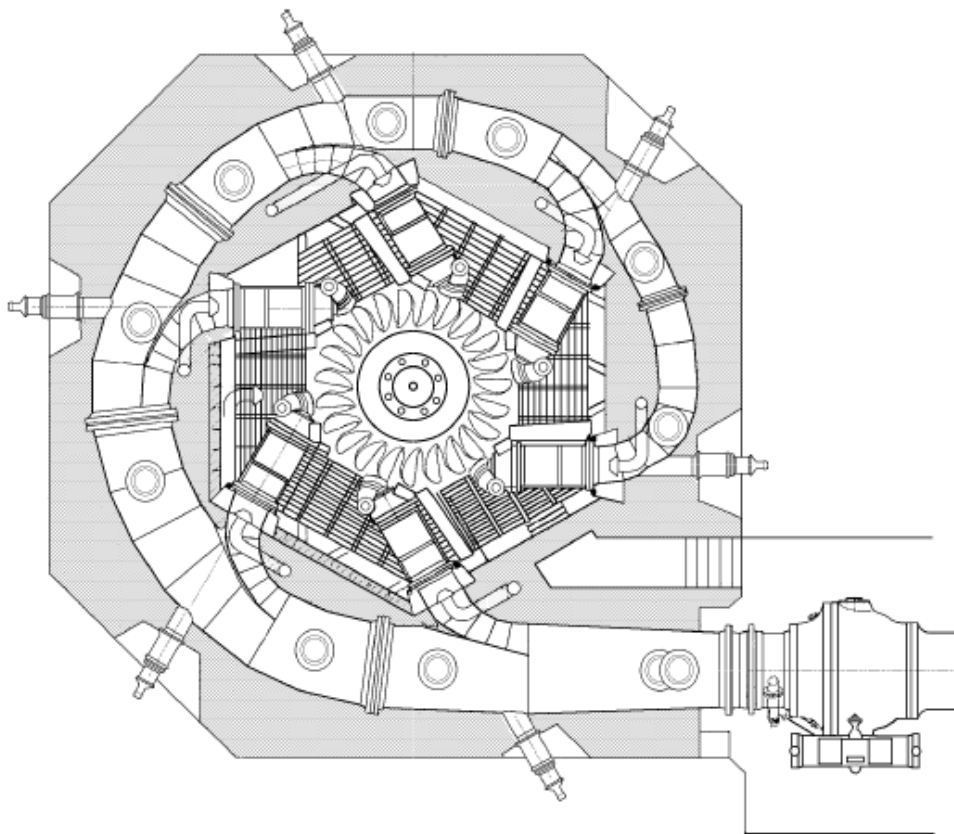


Figura 2-12: Turbina Pelton con seis inyectores. Fuente: 3. *Turbina Pelton*. [25]

El número de inyectores, sin embargo, aumentará conforme disminuya el salto disponible, con vistas a mantener la potencia, utilizando el mismo tipo de turbina. Esto se debe a la función de regulación del caudal que desempeñan los inyectores, los cuales, a través de la posición de la aguja controlan el agua que llega a los cazos de la turbina. De este modo, la disminución de salto queda compensada con un aumento del caudal, manteniéndose la potencia producida.

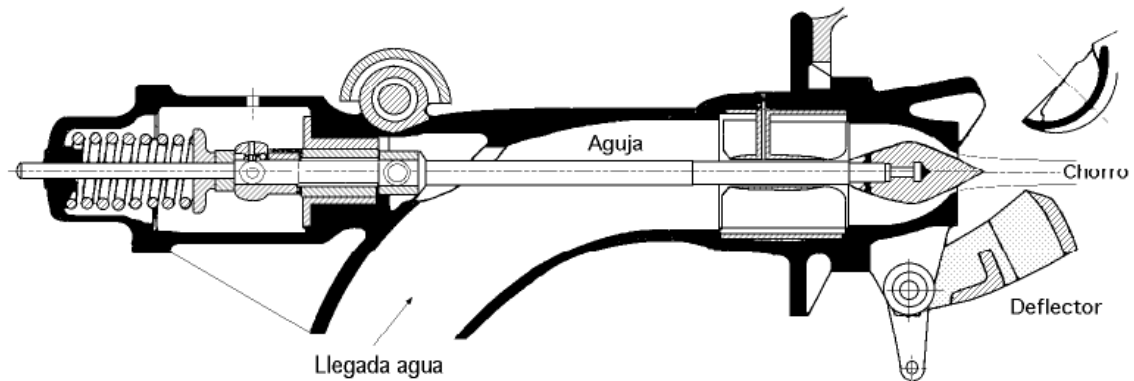


Figura 2-13: Inyector. Fuente: 3. *Turbina Pelton*. [25]

Una configuración con un elevado número de inyectores permite utilizar una turbina de mayor diámetro, girando a una mayor velocidad, aunque no se deben sobrepasar ciertos límites impuestos por la necesidad de evacuar el agua convenientemente, así como por la fatiga del material de las cucharas sometidas a esfuerzos repetidos, siendo estos más frecuentes cuanto mayor sea el número de inyectores.

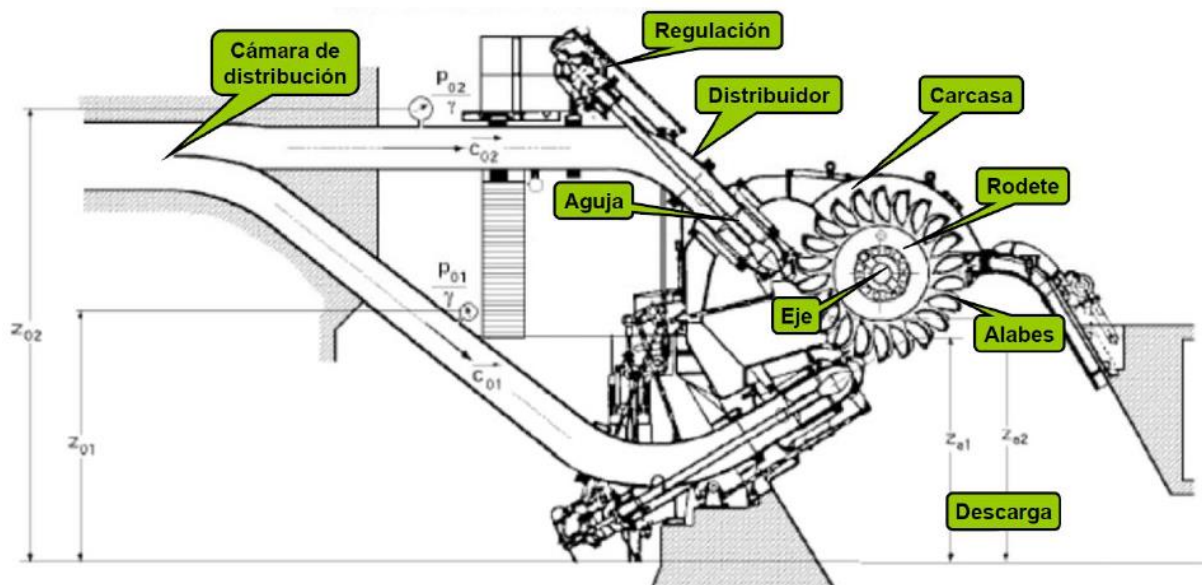


Figura 2-14: Turbina Pelton de eje horizontal. Fuente: Asociación de fabricantes de turbinas. [26]

Los cazos o cucharas de las turbinas Pelton son muy característicos, representando su cuidada geometría la clave de este tipo de turbinas. Su diseño es fruto de un gran desarrollo ingenieril y tecnológico. Estos presentan una forma de doble cuchara que recibe el chorro exactamente en su arista media, donde se divide en dos para, a continuación, circular por sus cavidades. Una vez que el agua sale de los cazos, cae libremente una cierta altura hasta alcanzar el cauce inferior.

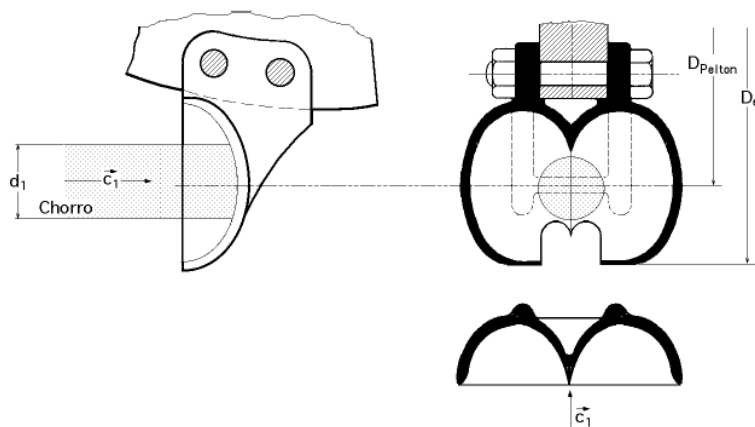


Figura 2-15: Forma del cazo de una turbina Pelton. Fuente: 3. Turbina Pelton. [25]

No obstante, la ingeniería aún tiene pendiente evitar el deterioro y desgaste de los cazos, siendo mayoritariamente la sílice contenida en el agua la que mayor erosión ocasione.

Para ello, será necesario investigar diferentes materiales o revestimientos más resistentes frente a estos efectos.

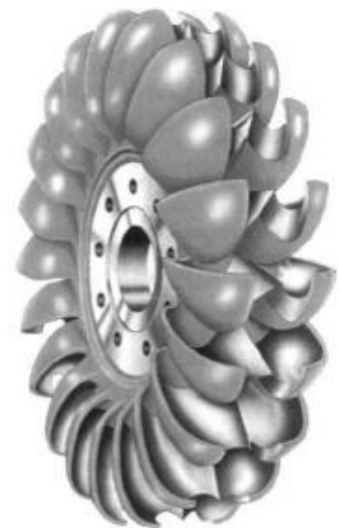


Figura 2-16: Rodete de turbina Pelton. Fuente: *Diseño de Rodete de Turbina Hidráulica tipo Pelton para Microgeneración*. [23]



Figura 2-17: Cazos del rodete de la Central de Dúrcal erosionados por la sílice del agua. Fuente: *Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena*. [27]

2.3.1.2 Turbina Francis

Al contrario que las Pelton, las turbinas Francis son turbinas de reacción, caracterizándose por recibir el flujo de agua en dirección radial y orientarla hacia la salida en dirección axial.

Reciben su nombre de su inventor, el ingeniero británico James Bicheno Francis (1815-1892) quien, junto con la colaboración del profesor Fink, en el año 1877, perfeccionó el sistema de distribución.

Este tipo de turbinas tiene un campo de aplicación muy amplio gracias al avance tecnológico que se ha conseguido en la construcción de las mismas. De este modo, se adapta muy bien a distintos saltos (entre 40 y 400 m) y caudales (entre 10 y 200 m³/s), presentando un rango de funcionamiento muy grande. Cabe destacar que su flexible diseño permite su funcionamiento como bomba, con lo que la utilización de

turbinas Francis en las centrales de bombeo posibilita disponer de una turbina y una bomba en la misma máquina.

Como en el caso de las turbinas Pelton, pueden instalarse de forma horizontal y vertical, aunque la configuración más comúnmente utilizada es en eje vertical.



Figura 2-18: Dirección del flujo en un rodete Francis. Fuente: www.areatecnologia.com [28]

Este tipo de turbina está compuesto por un distribuidor, un rodete, una cámara de entrada y un tubo de aspiración o de salida de agua. El distribuidor, constituido por una serie de álabes fijos o móviles, orienta el agua de entrada hacia el rodete, mejorando el rendimiento de la máquina.

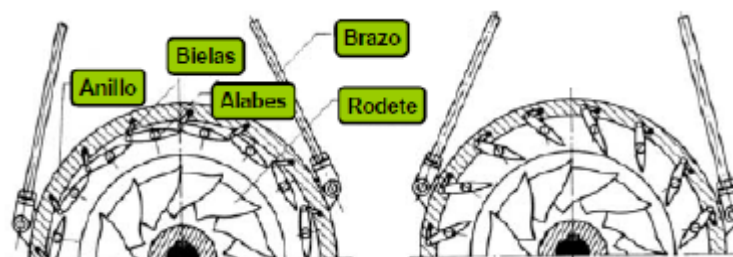


Figura 2-19: Distribuidor Fink. Fuente: *Distribuidores de turbinas Francis*. [29]

En caso de que los álabes sean móviles, también permite la regulación del caudal admitido, accionando dichos álabes con un sistema hidráulico que mueve un anillo que los gira todos a la vez con la misma orientación.



Figura 2-20: Anillo de la distribución de la central de Guillena. Fuente: *Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena*. [27]

El rodete, sin embargo, está formado por una corona de paletas fijas y torsionadas de forma que, tal como ya se ha mencionado, reciben el agua en dirección radial para, a continuación, orientarla axialmente.

La cámara de entrada, que puede ser abierta o cerrada en forma espiral, aporta la componente radial al flujo de agua y distribuye uniformemente el fluido de entrada al rodete, por lo que su sección disminuye a lo largo del perímetro de la turbina. Al ser la configuración cerrada la más usual, también recibe el nombre de cámara espiral.

Por último, el tubo de aspiración o de salida del agua se encarga de mantener la diferencia de presiones necesaria para el buen funcionamiento de la turbina. El tubo puede ser recto o acodado.

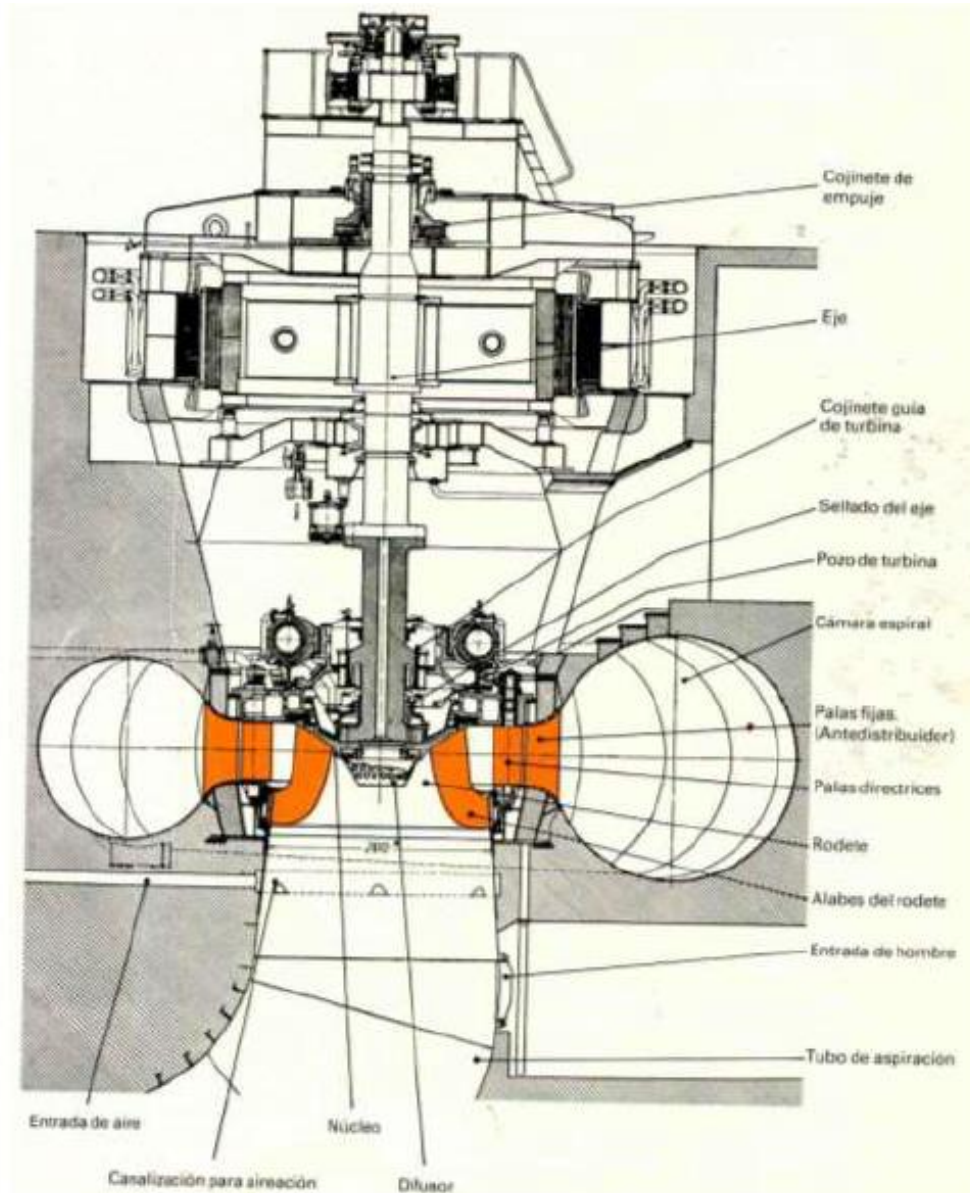


Figura 2-21: Esquema de una turbina Francis de eje vertical y sus componentes. Fuente: *Centrales Hidroeléctricas. III: Turbinas Hidráulicas*. [24]

El rendimiento de una turbina Francis es de aproximadamente el 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Asimismo, permite variaciones de entre el 40% y el 105% del caudal de diseño y de entre el 60% y el 125% del salto nominal.

2.3.1.3 Turbina Kaplan

Las Kaplan son turbinas muy eficientes de reacción cuyo nombre procede de su inventor, el ingeniero austriaco Viktor Kaplan (1876-1934). Cronológicamente, este tipo de turbina, presentado en 1925, fue el último en aparecer, ya que surgió como solución a la necesidad de explotar saltos hidráulicos más pequeños pero de gran caudal, rango aún no cubierto por las tipologías anteriores. Así, este ingeniero, que se dedicaba a perfeccionar turbinas de hélice, dio con la idea de este diseño.

Por lo tanto, puede concluirse que las turbinas Kaplan son, en esencia, turbinas de hélice de álabes orientables, siendo esta la principal diferencia con el resto de tipologías. De aquí deriva su principal ventaja, que consiste en modificar su geometría adaptándose a la carga demandada y obteniendo un rendimiento máximo. Gracias a la doble regulación que posibilitan sus álabes orientables, tanto en el rodete como en el distribuidor, se puede operar con muy buena eficiencia dentro de un rango amplio de caudales. También se pueden encontrar turbinas Kaplan con álabes fijos o también llamadas turbinas de hélice, con las que se logra una reducción significativa de costes pero a costa de una pérdida de eficiencia, especialmente a cargas parciales. Las turbinas de hélice son recomendables es centrales que funcionan con un salto y caudal prácticamente constante. En ambos casos, las turbinas funcionan con un único sentido de giro de rotación, es decir, son turbinas irreversibles.

Se emplean en saltos de pequeña altura (alrededor de 50 m y alturas inferiores) y trabajan con caudales medios y grandes (de unos 15 m³/s en adelante) lo que las hace idóneas para su aplicación en centrales fluyentes, mareomotrices y minicentrales. Otra de las ventajas que presenta, y que la hace muy atractiva para su uso en minicentrales, es su reducido tamaño, siendo menos voluminosa que una turbina Francis para igual potencia.

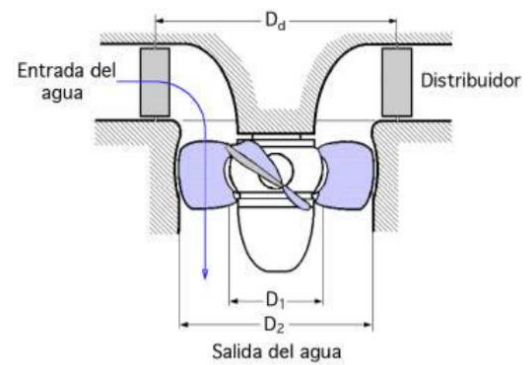


Figura 2-22: Rodete de turbina Kaplan.
Fuente: V.-*Turbinas Kaplan y Bulbo*. [30]



Figura 2-23: Rodete y distribuidor de una turbina Kaplan. Fuente: V.-*Turbinas Kaplan y Bulbo*. [30]

Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, aunque se prestan a ser colocadas horizontalmente o de forma inclinada.

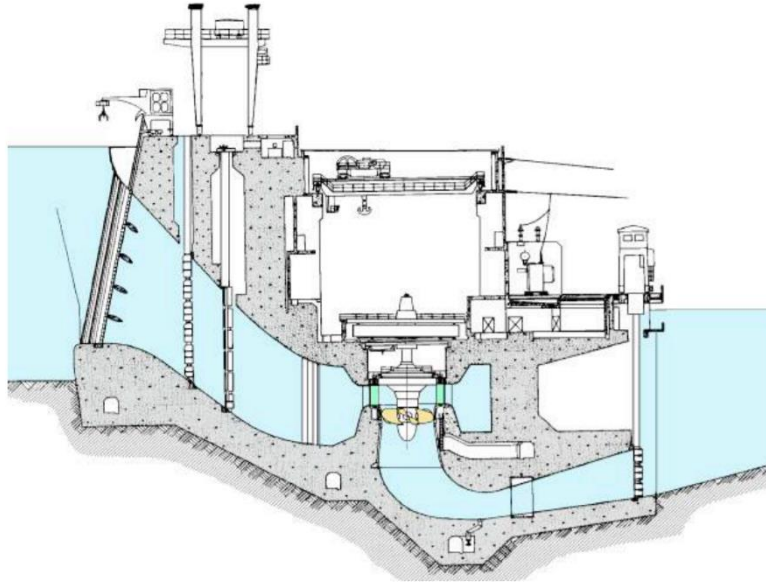


Figura 2-24: Turbina Kaplan con eje vertical. Fuente: *V.-Turbinas Kaplan y Bulbo*. [30]

Análogamente a la turbina Francis, los principales componentes de una turbina Kaplan son la cámara espiral, el distribuidor, el tubo de aspiración y el propio rodete en forma de hélice.

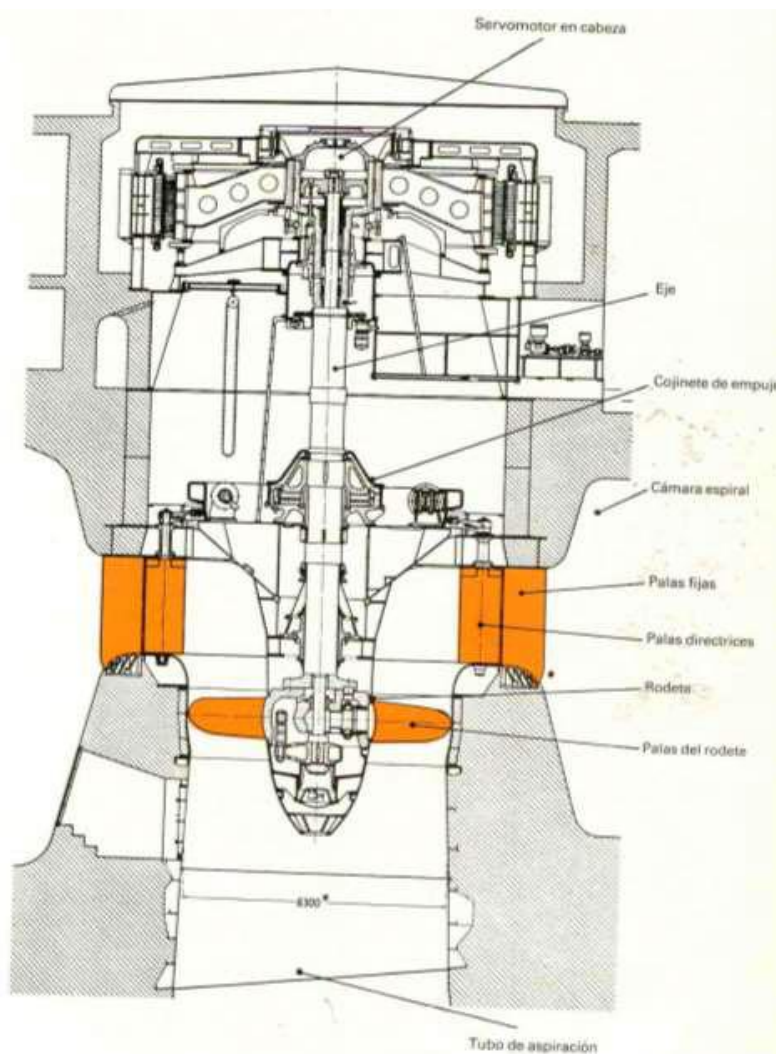


Figura 2-25: Esquema de una turbina Kaplan de eje vertical y sus componentes. Fuente: *Centrales Hidroeléctricas. III: Turbinas Hidráulicas*. [24]

La cámara espiral se constituye por la unión sucesiva de una serie de virolas tronco-cónicas, cuyos respectivos ejes forman una espiral. El diámetro interior máximo de la misma se alcanza en la zona del acoplamiento con la tubería forzada y, desde ahí, al igual que en el caso de las turbinas Francis, la sección interior se va reduciendo paulatinamente hasta la virola que realiza el cierre de la cámara sobre sí misma, la cual tiene un diámetro interior considerablemente menor que la primera. Esta disposición recibe el nombre de *caracol* de la turbina. Gracias a este diseño se consigue que el agua circule a velocidad aparentemente constante y sin formar torbellinos, evitándose pérdidas de carga.

En la periferia interna de la cámara se encuentra la llamada corona de álabes fijos o antedistribuidor, el cual consiste en un cierto número de palas equidistantes, con aberturas entre ellas que permiten el paso del agua a la siguiente zona. Gracias a la curvatura y orientación de estas palas fijas, se consigue que la proyección del agua salga en dirección casi radial hacia el centro del espacio circular limitado por el anillo mencionado.



Figura 2-26: Cámara espiral y detalle del antedistribuidor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

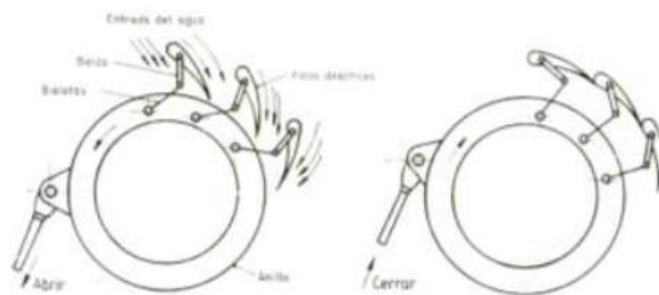


Figura 2-27: Posición de abierto y cerrado del anillo.
Fuente: *Centrales Hidroeléctricas III: Turbinas Hidráulicas*. [24]

La función del distribuidor, tal como su nombre indica, es distribuir, regular y para totalmente el flujo de agua de entrada al rodete. Para ello utiliza las palas directrices, las cuales son movidas del mismo modo que en las turbinas Francis, gracias al giro de un anillo al que todas las palas están conectadas. El equipo de accionamiento para girar dicho anillo consiste en un conjunto de dispositivos mecánicos: servomecanismos, palancas y bielas.

Al igual que para el movimiento de las palas del distribuidor, otro servomotor gobernará la orientación de las palas del rodete de la turbina.

El tubo de aspiración es una conducción en forma de codo que une la propia turbina con el canal de desagüe. Su misión es aprovechar el salto existente entre la superficie libre del agua y la salida del rodete.

Por último, el rodete, similar a la hélice de un barco, está formado por un número determinado de palas según el salto hidráulico. Así, para saltos de pequeña altura se utilizan entre dos y

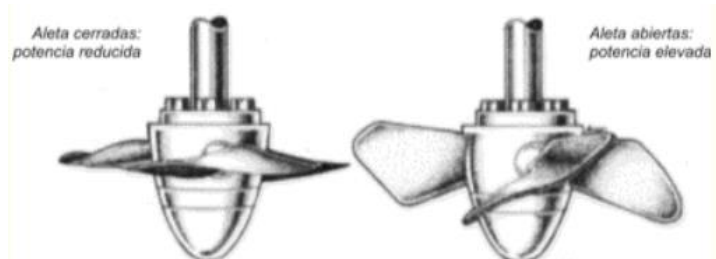


Figura 2-28: Rodete de una turbina Kaplan. Fuente: www.cubasolar.cu

cuatro palas, mientras que, para mayores saltos, aunque siempre dentro del campo de aplicación de estas turbinas, se usan entre cinco y ocho.

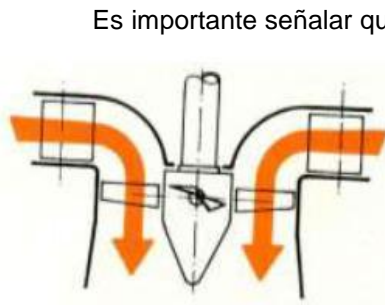


Figura 2-29: Dirección del agua al pasar por la turbina. Fuente: *Centrales Hidroeléctricas III: Turbinas Hidráulicas*. [24]

Es importante señalar que solamente reciben el nombre de turbina Kaplan aquellas en que todas las palas del rodete están dotadas de libertad de movimiento de forma que, dentro de unos límites, puedan ser orientadas y giradas al unísono y uniformemente sobre sus respectivos asientos, situados en el núcleo, adoptando así posiciones de mayor o menor inclinación respecto al eje de la turbina. En el caso de las palas sean fijas, se estará hablando de una turbina de hélice. El objetivo de la orientación de las palas es variar los ángulos de entrada y salida del flujo en el rodete, adaptando la geometría para obtener un rendimiento máximo.

Tanto en las turbinas Kaplan como en las de hélice, las palas del rodete se colocan por debajo de la altura del distribuidor, de modo que la corriente de agua que fluye por éste incide sobre la parte superior de las palas del rodete, en dirección paralela al eje de la turbina.

El material utilizado en la construcción de los álabes de los rodetes de hélice y Kaplan suele ser el acero inoxidable, así como aleaciones especiales. El precio de este acero es elevado, pero la reducción que conlleva en reparaciones debidas al deterioro por efectos nocivos, como por ejemplo la cavitación, amortizan su uso. A este respecto, señalar que el coste ocasionado por una reparación no implica sólo el derivado de los materiales o mano de obra, sino también las horas de no producción, que también se traducen en pérdidas económicas.

El éxito de las turbinas Kaplan radica en la curvatura de las palas del rodete, siendo esto lo que permite optimizar su rendimiento.



Figura 2-30: Rodete de turbina Kaplan. Fuente: www.kinfisica.blogspot.com

Dentro de esta tipología, se encuentra el llamado grupo **bulbo**, que no es más que la instalación conjunta de una turbina Kaplan con su alternador dentro del cubo, dando lugar a un grupo más compacto. Esta configuración deriva en una menor extensión del eje, lo que conlleva un ahorro de espacio, así como menores vibraciones. En este caso, la cámara y el tubo de aspiración constituyen un único conducto.

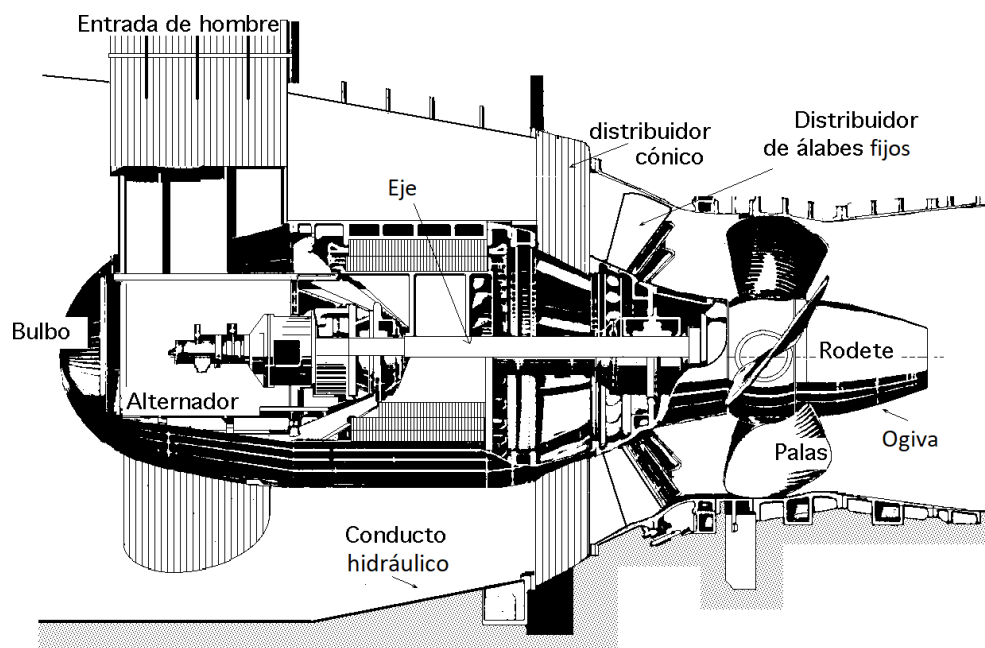


Figura 2-31: Grupo Bulbo de Beaumont-Montoux. Fuente: *V.-Turbinas Kaplan y Bulbo*. [30]

Asimismo, en este tipo de turbinas, las palas del distribuidor no serán móviles sino fijas, imposibilitando la regulación de la carga pero simplificando el diseño.

Esta configuración, compacta y más barata, hace que los grupos bulbo resulten idóneos para las centrales mareomotrices o a pequeña escala, como las que abarca este trabajo. Las ventajas aquí mencionadas fueron las que motivaron la introducción de este tipo de grupos en Andalucía con la modernización de pequeñas centrales. No obstante, por razones económicas, finalmente los grupos bulbo sólo se instalaron en una de las tres centrales en las que se centra este estudio, Mengíbar, la cual, durante su rehabilitación, pasó de tener de turbinas Kaplan a este tipo de grupos.

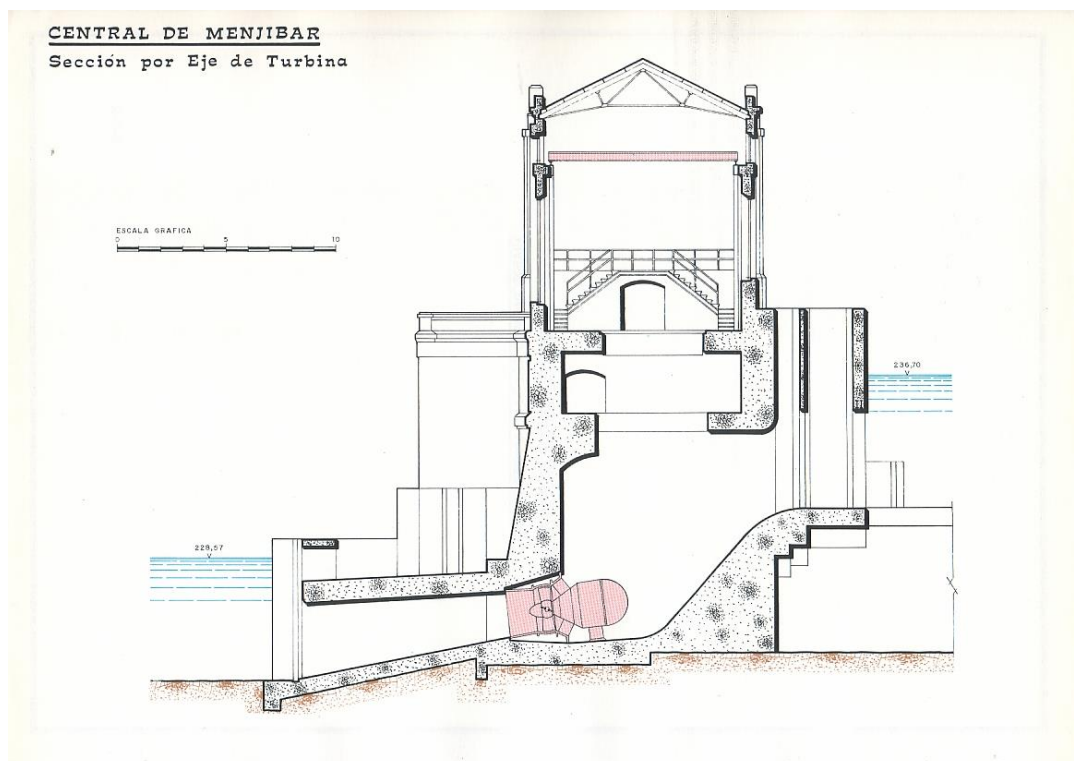


Figura 2-32: Grupo bulbo en la central de Mengíbar. Fuente: *Sevillana de electricidad*. [31]

2.3.2 Válvula esférica

La válvula esférica permite o interrumpe el paso del flujo de agua procedente de la tubería forzada hacia a turbina. De este modo, esta se cerrará cuando la central esté parada. Para ello, la válvula debe soportar la presión de la columna de agua y la diferencia de cotas de forma segura, por lo que se trata de una tecnología muy robusta y accionada por un circuito hidráulico.

Este elemento suele estar presente en centrales de bombeo y de embalse, ya que son susceptibles de interrumpir su funcionamiento con frecuencia.

El daño que más afecta a estas válvulas es la fatiga, aunque si son operadas y controladas adecuadamente pueden alcanzar una vida útil de hasta 30 años. La fatiga se debe principalmente a los golpes de ariete ocasionados al cerrar el circuito. Por este motivo, pueden ir acompañadas de una chimenea de equilibrio que absorba tales golpes, evitando cierto sufrimiento a la válvula. Asimismo, aumentar el espesor de la tubería forzada también sería una buena solución a este problema.



Figura 2-33: Válvula esférica de la central de Guillena.
Fuente: Ramón Abella Monserrat.



Figura 2-34: Válvula esférica. Fuente: TBHydro.

Al ser la válvula el dispositivo responsable de la interrupción del flujo de agua, cuando esta necesita ser cambiada o pasar por mantenimiento se utiliza una pieza a modo de “tapa ciega” capaz de soportar la columna de agua.



Figura 2-35: Tapa ciega de la tubería forzada de la central de Guillena. Fuente: *Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.* [27]

2.3.3 Tubería forzada

La función de la tubería forzada es llevar el agua a presión desde la cámara de carga, el canal o el embalse hasta la entrada de la turbina, salvando el desnivel necesario, para lo que pueden llegar a tener cientos de metros y pendientes muy pronunciadas. Tal como se ha anticipado al hablar de la válvula esférica, la tubería forzada debe soportar tanto la presión producida por la columna de agua como los fenómenos de fatiga y el efecto de golpe de ariete que pudiera generarse en caso de parada brusca de la central.



Figura 2-36: Grandes tuberías forzadas. Fuente: Central de Bolarque.

Generalmente, los materiales utilizados en su construcción son el acero, el plástico reforzado con fibra de vidrio y el fibrocemento.

Este elemento no se encuentra en todas las centrales, ya que en casos como el de muchas presas, la toma está justo al embalse.

2.3.4 Alternador

El alternador o generador es la máquina que, unida a la turbina mediante un eje solidario, se encarga de transformar la energía mecánica de rotación producida por esta en electricidad. Basa su funcionamiento en la inducción electromagnética, fenómeno descubierto por Faraday y expresado en la ley que lleva su nombre. Dicho fenómeno consiste en la generación de una corriente eléctrica a través de un conductor al moverse este en un campo magnético.

El alternador se compone de dos partes principales, siendo una móvil y la otra fija:

- El rotor o inductor móvil, cuya función es generar un campo magnético variable al girar solidario al rodete de la turbina.
- El estátor o inducido fijo, sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable. Está formado por un conjunto de conductores eléctricos dispuestos simétricamente alrededor del rotor y sujetos a una carcasa que los mantiene fijos, que recibe el nombre de bobinado. Estos conductores se unen de tal forma para formar las tres fases que constituyen la salida del alternador.

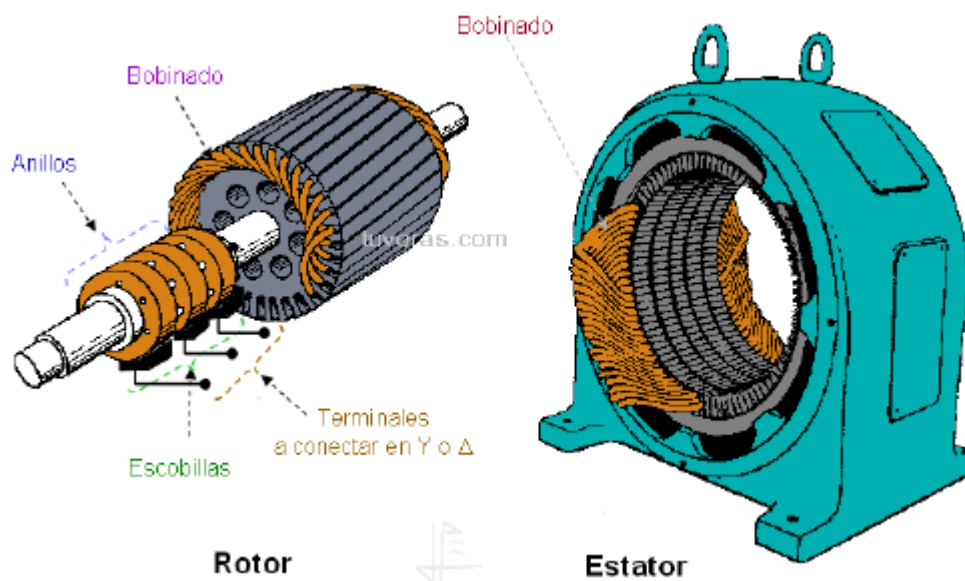


Figura 2-37: Componentes del alternador. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)*. [32]

La tensión de trabajo del alternador dependerá de la potencia que genere, siendo de unos 400 ó 660 voltios en centrales menores de 1 MW y de media tensión (3, 5 ó 6 kV) en aquellas de mayor potencia. La corriente generada por el alternador, de alta intensidad y baja o media tensión, pasa posteriormente a un transformador que la convierte en una corriente de baja corriente y alta tensión, haciéndola así apta para su transporte a largas distancias con unas pérdidas mínimas.

Existen dos tipos de generadores:

- **Síncronos:** En este tipo de alternador la conversión de la energía mecánica generada por la turbina en electricidad se produce a una velocidad constante denominada velocidad de sincronismo (N_s), la cual se corresponde con la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{60 \cdot f}{p} \text{ [rpm]}$$

donde p es el número de pares de polos del generador y f es la frecuencia en Hz, debiendo ser esta de 50 Hz para poder conectarse a la red española.

Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor, siendo necesario para ello que circule corriente eléctrica continua por las bobinas. Para conseguir un arranque autónomo, es decir, sin conexión a la red, dicha corriente continua puede producirse con diferentes sistemas de excitación:

- Autoexcitación estática: La corriente utilizada procede de la propia energía eléctrica generada, una vez que esta es transformada de alterna a continua.
- Excitación con diodos giratorios: Se crea una corriente alterna invertida, con polos en el estátor, que es rectificada por un sistema de diodos situado en el eje común.
- Excitación auxiliar: La corriente requerida se genera mediante una dinamo auxiliar regulada por un reostato.

Debido a la disposición espacial del conjunto de enrollamientos del estátor, la corriente generada en el mismo será alterna.

Los generadores síncronos suelen utilizarse en centrales con potencia superior a 2.000 kVA conectadas a la red, o en centrales de pequeña potencia que funcionan en isla (sin estar conectadas a la red).

Un ejemplo de alternador síncrono es el existente en la central de la sierra de Dúrcal (Granada) y presentado en la Figura 2-38 y la Figura 2-39, en las cuales se aprecia en azul la turbina Pelton y, en rojo, el alternador con su excitatriz, así como el eje que une ambas máquinas.

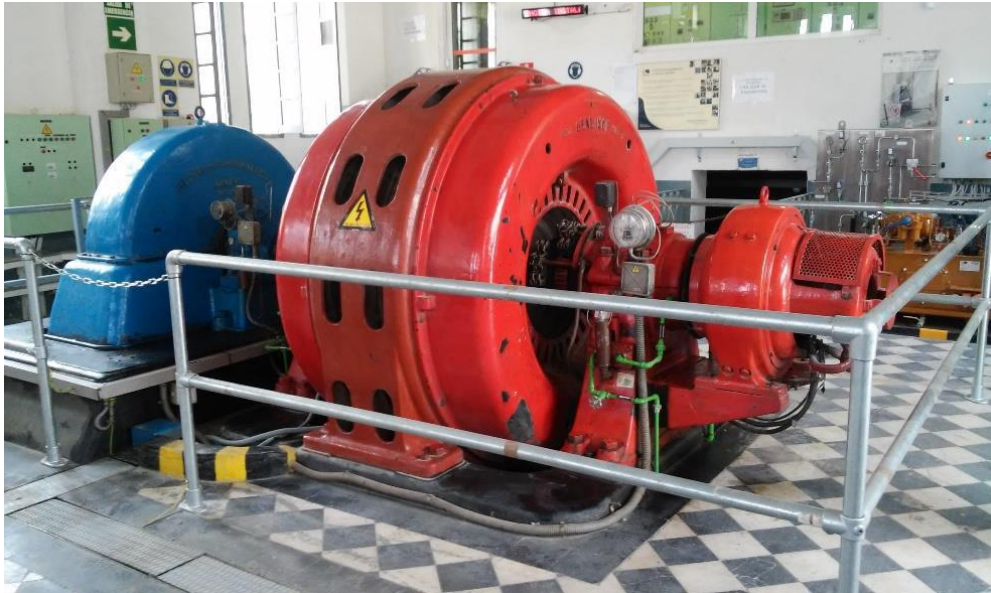


Figura 2-38: Grupo de generación de la central de Dúrcal. Fuente: *Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.* [27]



Figura 2-39: Eje de unión de la turbina, el alternador y la excitatriz. Fuente: *Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena.* [27]

- **Asíncronos:** Utilizan los clásicos motores eléctricos como generadores debido a su simplicidad, robustez y bajo coste. Para que esto sea posible, es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo, aunque es importante que la diferencia entre esta velocidad y la de funcionamiento sea pequeña para reducir las pérdidas en el cobre del rotor. Dicho exceso de velocidad genera un campo giratorio excitador.

En este caso, el alternador toma la corriente necesaria para la creación del campo magnético de la red. La colocación de una batería de condensadores también es necesaria para compensar la energía reactiva generada ya que el bobinado, al tratarse de una carga inductiva, consumirá corriente desfasada de la tensión para generar el campo magnético.

La utilización de este tipo de alternadores no precisa el uso de un regulador de velocidad en la turbina ya que, como el campo magnético se crea a partir de una corriente de frecuencia de 50 Hz, la onda generada será de la misma frecuencia. Para el arranque del grupo sólo será necesario abrir el distribuidor de la turbina hasta alcanzar una velocidad ligeramente superior a la de sincronismo, conectándose en este momento a la red por medio de un interruptor automático, pasando entonces a trabajar como generador de potencia activa pero demandante de potencia reactiva (para la creación del campo magnético).

Para centrales con potencia aparente entre 500 y 2.000 kVA, la elección de un alternador síncrono o asíncrono depende de la valoración económica, del sistema de funcionamiento y de los condicionantes técnicos exigidos por la compañía eléctrica.

3 MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Tal como se adelantaba en el capítulo anterior, y ahora se expondrá con mayor detenimiento, la minihidráulica nació con los primeros aprovechamientos hidráulicos, los cuales, ante la dificultad de transportar la energía eléctrica generada en forma de corriente continua, tenían necesariamente que ser construidos próximos al punto de consumo. El abaratamiento del petróleo y el descubrimiento del transformador de corriente alterna condujeron a la consolidación de las grandes empresas de producción y distribución de energía eléctrica, cuyo crecimiento se vio favorecido a su vez por decisiones políticas, teniendo lugar el abandono del sistema eléctrico por parte de los pequeños productores.

No obstante, las nuevas políticas energéticas impulsadas en la década de los ochenta propiciaron el resurgimiento de las centrales a pequeña escala en una doble vertiente: nueva construcción y rehabilitación.

En el presente capítulo se presenta la evolución histórica de las minicentrales hidroeléctricas, basada en las modificaciones legislativas, desde dicho momento hasta llegar al panorama actual. Asimismo, se detallan las modificaciones tecnológicas presentes en las mismas, tomando como referencia los componentes ya expuestos de una central hidroeléctrica convencional.

3.1 Resurgimiento y dificultades recientes de la minihidráulica

La crisis energética de 1973, junto con la progresiva concienciación de la Sociedad sobre la necesidad de cuidar el medio ambiente, propiciaron el desarrollo de una política energética que fomentaba la investigación y desarrollo de las energías renovables. Dicha política dio como resultado la rehabilitación y acondicionamiento de antiguas minicentrales durante los años ochenta, así como la construcción de otras nuevas.

Esto se debió principalmente a la vigencia del Plan de Energías Renovables 1986-1988, que despertó un nuevo interés por las minicentrales al convertirlas en un negocio fácil.

	Potencia MW	Producción total anual GWh	Incremento de Producción anual GWh	Inversión Millones de pesetas
Recuperación	3,972	18,700	18,700	916
Modernización	136,979	534,395	49,782	2.244
Ampliación	13,325	50,300	50,300	2.845
Nueva construcción	31,887	152,294	152,294	71.335
Total	186,163	755,689	271,076	148.675

Tabla 3-1: Actuaciones del sector eléctrico en el área de pequeñas centrales hidroeléctricas, 1981-1989.
Fuente: *El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual*. [33]

Como la Tabla 3-1 permite observar, el 74% de las minicentrales puestas en funcionamiento tras la entrada en vigor del Plan de Energías Renovables se corresponde con centrales rehabilitadas, mientras que el 19% son ampliaciones de otras ya existentes y, tan sólo el 12% son de nueva construcción. Más adelante, entre 1991 y 1997, se pusieron en marcha otras 273 centrales, sumando una potencia de 455 MW.

En 1997 se aprueba la Ley del Sector Eléctrico, la cual lleva a la promulgación del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por

recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, es decir, aquellas incluidas en el régimen especial, y se establece un sistema de incentivos temporales (sin límite temporal en el caso de las renovables) para las instalaciones que los requirieran para situarse en un aposición competitiva en un mercado libre. A este régimen especial podían acogerse las instalaciones con potencia instalada igual o inferior a los 50 MW, distinguiéndose entre las centrales de menos 10 MW y aquellas entre 10 MW y 50 MW.

Por este motivo se consideran minicentrales aquellas cuya potencia instalada no supera los 10 MW, aunque es importante recalcar que no todas las centrales que cumplen este requisito pueden ser denominadas como minihidráulicas, necesitando para ello, y para la obtención de los beneficios que esta condición reporta, el reconocimiento del Estado como tal. El resto de instalaciones con una potencia instalada inferior a los 10 MW reciben el nombre de "pequeñas centrales".

Gracias a este fuerte impulso, a finales del siglo XX la tecnología minihidráulica había evolucionado favorablemente, alcanzando una alta calidad y autosuficiencia. Así, comenzó a perseguirse una mayor automatización, mejores rendimientos y menores gastos de explotación y mantenimiento, siempre con vistas a reducir los costes al mínimo.

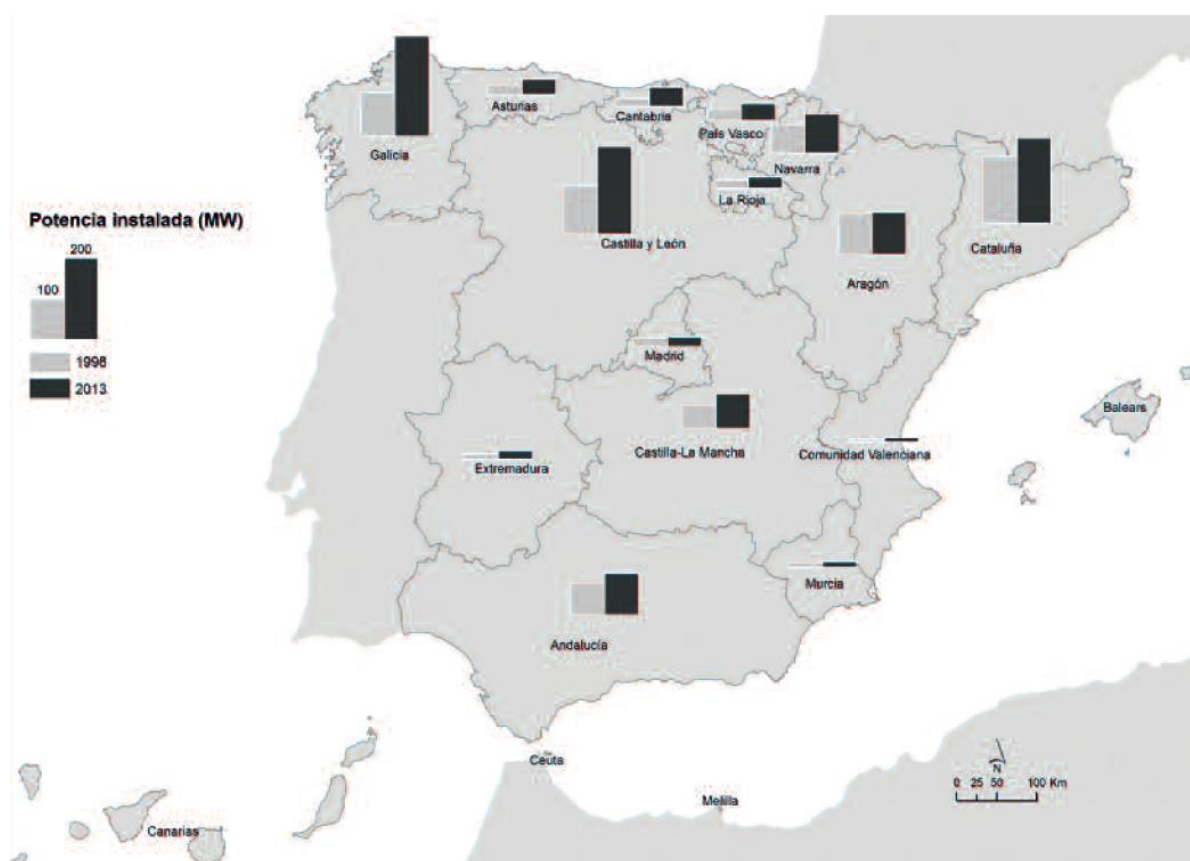


Figura 3-1: Potencia instalada en energía minihidráulica en las Comunidades Autónomas españolas, 1998 y 2013. Fuente: *El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual*. [33]

Estas medidas legislativas dieron lugar a 371 nuevas minicentrales con una potencia instalada de 424,95 MW entre los años 1998 y 2013, momento en que se promulgó la nueva Ley del Sector Eléctrico de 2013, la cual, juntamente con otras medidas adoptadas por el Gobierno de España, paralizó su desarrollo.

La Ley del Sector Eléctrico de 2013 establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en el régimen especial, haciendo desaparecer dicho régimen especial y pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y a asumir las obligaciones del mercado. Esta fue una de las medidas de contención adoptadas por el Gobierno español para hacer frente al déficit tarifario ocasionado por las previas ayudas ofrecidas a las energías renovables. Como consecuencia, durante el año 2014 no se inauguró ninguna central dentro del intervalo de potencia

correspondiente a las minicentrales, y en 2015 únicamente cuatro, sumando una potencia de 6 MW. Con lo que se confirma la casi paralización del crecimiento del sector a causa de las medidas tomadas por el Gobierno de España y, principalmente, por la nueva Ley del Sector Eléctrico de 2013.

Posteriormente, y de acuerdo con lo establecido por la Ley del Sector Eléctrico, el artículo 11 del Real Decreto 413/2014 regula el régimen retributivo específico, adicional a la retribución correspondiente a la participación en el mercado de producción de energía eléctrica y propuesto con la intención de fomentar la producción de energía a partir de fuentes renovables, residuos y cogeneración. No obstante, este régimen sólo es aplicable a aquellas instalaciones renovables, de residuos o de cogeneración *"que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable."* [34]. Así, el artículo 14 de dicho Real Decreto dice que tal régimen retributivo será de aplicación a aquellas instalaciones que cumplan los siguientes criterios:

" II. Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, aquéllas que cumplan los criterios enumerados a continuación:

1.º Que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

2.º Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica no sea superior a 60 meses." [34]

Siendo las instalaciones incluidas en el grupo b.4, aquellas *"centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW."* [34]

Por lo tanto, atendiendo a la legislación vigente podemos concluir que las centrales de pequeño tamaño, como las contempladas en los análisis económicos expuestos a continuación en este trabajo quedan fuera de este régimen retributivo específico ya que, aunque pertenecen al grupo b.4 y, como consecuencia, este Real Decreto les es de aplicación, no cumplen con los criterios 1º y 2º.

Frente a este panorama nacional es necesario recordar los objetivos establecidos a nivel europeo. Es decir, a pesar de las limitaciones al crecimiento en energías renovables impuestas por la legislación española, nuestro país sigue persiguiendo el cumplimiento de las recomendaciones y objetivos de la Comisión Europea expuestos en el primer capítulo de este proyecto. Dentro de estos objetivos para 2020, la penetración de energías renovables sobre la energía final del 20% sigue siendo la tarea pendiente de España.

Las minicentrales se presentan como una solución económica y sencilla a esta situación, ya que muchas de las instalaciones construidas durante el siglo XX y posteriormente abandonadas por el abaratamiento del petróleo y la construcción de centrales hidroeléctricas de gran tamaño aún permanecen en desuso, ofreciendo así la posibilidad de rehabilitarlas en lugar de construirlas de cero, como ocurriría con el resto de tecnologías de aprovechamiento de fuentes de origen renovable.

Además de la económica, la minihidráulica ofrece otras ventajas como su nula contaminación atmosférica, así como, a diferencia de la hidráulica convencional, su mínimo impacto ambiental gracias a su reducido tamaño, la posibilidad de llevar a cabo una generación distribuida reduciendo las pérdidas del transporte, y la creación de puestos de empleo en diversas zonas.

Dichos motivos han empujado a la Junta de Andalucía a redactar su "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía", cuyo objetivo es identificar los emplazamientos con mayor potencial, ofreciendo información de los mismos para despertar el interés de posibles promotores e inversores de proyectos y, así, aprovechar al máximo el potencial de esta tecnología renovable en Andalucía.

3.2 Tipos de minicentrales hidráulicas

Al igual que las centrales hidroeléctricas de gran tamaño, la tipología de las minicentrales se ve muy condicionada por las peculiaridades y características presentes en la ubicación de las mismas. Así, antes de poner en marcha una instalación de este tipo habrá que tener en cuenta la topografía del terreno que influirá tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

A la hora de llevar a cabo una minicentral hidroeléctrica es necesario tener en cuenta que el beneficio económico a obtener es menor que el propio de una central de gran tamaño, obligando esto a acometer una obra civil mínima, lo que está íntimamente ligado con la adecuada elección de la localización de la misma.

De un modo similar a las centrales convencionales, según el emplazamiento de la minicentral hidroeléctrica, se diferencian generalmente las centrales fluyentes, las de pie de presa y las situadas en canales de riego o de abastecimiento.

3.2.1 Minicentrales de agua fluyente

Son aquellos aprovechamientos en los que se desvía parte del agua del río mediante una toma y, a través de canales o conductos, se lleva hasta la central donde es turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica, el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río.

Dentro de este tipo hay muchas formas de realizar dicho proceso. Así, en función del emplazamiento en que se sitúe la central puede ser necesaria o no la construcción de los siguientes elementos:

- Azud, que consiste en un muro dispuesto transversalmente al curso del río para provocar una retención en el mismo y elevar su nivel, aunque, a diferencia de las presas, no muy significativamente, con el fin de facilitar la entrada de parte de su caudal en la toma. El agua que no es derivada es vertida por el aliviadero, siguiendo su curso normal. Resisten el empuje del agua por su propio peso, aunque en algunos, dependiendo del material utilizado en su construcción, también se les dota de un anclaje al terreno para aumentar su estabilidad.
- Toma, consistente en un ensanchamiento del inicio del canal de derivación destinado a facilitar la entrada del agua retenida por el azud y encauzar dicho caudal hacia el canal. Generalmente, disponen de una rejilla que impide la entrada de elementos sólidos al canal, y de una compuerta que permite interrumpir la entrada de agua y proceder al vaciado para la limpieza o reparación de las conducciones.
- Canal de derivación, para conducir el agua aprovechada hasta la cámara de carga. Puede realizarse a través de un canal abierto, cerrado o una conducción en presión.
- Cámara de carga, se trata de un depósito situado al final del canal de derivación que alimenta con agua a la tubería forzada, evitando el ingreso de materiales extraños que puedan afectar al funcionamiento de la turbina. Si la conducción es en presión, la cámara estará cerrada y dotada de una chimenea de equilibrio. Las dimensiones de la cámara deben ser suficientes para cargar la tubería forzada, evitando la entrada de aire en la misma. Debe tener una zona de aliviadero y encauzamiento hasta el río o arroyo más cercano, en caso de que sea necesario verter el agua contenida en la cámara durante las paradas de la central.



Figura 3-2: Cámara de carga de Ízbor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

- Tubería forzada, que conduce el agua hasta la turbina, entregándola a la presión generada por el desnivel de la caída. Debe soportar dicha presión y el efecto del golpe de ariete en caso de parada brusca de la central.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico, donde está instalado el grupo hidroeléctrico formado principalmente por la turbina hidráulica y el generador eléctrico. Su localización debe escogerse cuidadosamente, atendiendo a estudios topográficos, geotécnicos y la accesibilidad al mismo.
- Canal de descarga, que devuelve el agua utilizada en la producción energética al cauce normal del río.
- Subestación y línea eléctrica, conformada por los transformadores necesarios para transportar la corriente generada al punto de consumo.

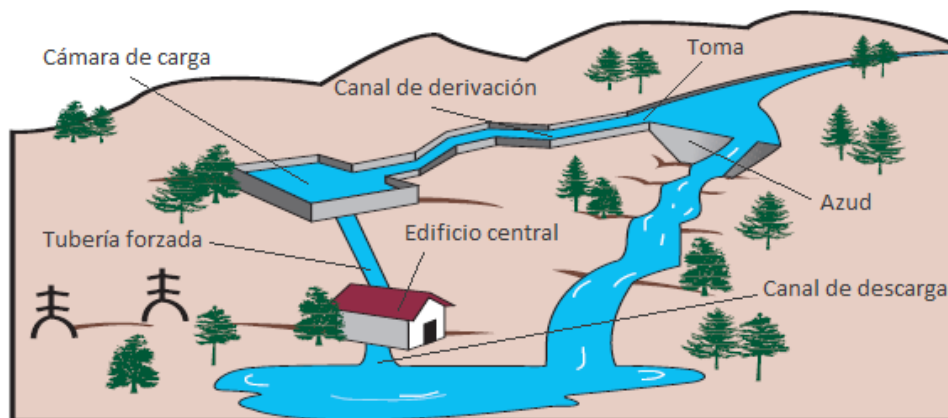


Figura 3-3: Esquema minicentral hidroeléctrica de tipo fluyente. Fuente: *Minicentrales hidroeléctricas*. [35]

Los conductos por los que circula el agua desviada se construyen con una ligera pendiente por dos motivos: mantener la altura hidráulica y reducir la pérdida de carga, puesto que este es proporcional a la velocidad al cuadrado. Esto implica que, según la orografía, en algunos casos se opte por construir un túnel, acortando el recorrido horizontal.

Aunque este proceso de generación de energía puede realizarse de varias formas, todas las centrales fluyentes presentan como característica común su fuerte dependencia de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y éste es muy variable. Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante, por lo que su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río.

Cuando la cámara de carga es lo suficientemente grande se puede provocar una cierta regulación del caudal a turbinar, regulación que, aunque limitada, puede ser suficiente para cubrir las oscilaciones de la demanda de electricidad.

Otros casos que también se incluyen dentro de las centrales de agua fluyente, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son aquellas centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de un azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada. Un ejemplo de esta tipología es la minicentral de Mengíbar, construida en 1918

Como ejemplos de esta tipología, encontramos en España, entre otras, la central de Murias, en Asturias, que aprovecha el caudal de los ríos Negro y Los tornos en el término municipal de Aller, la minicentral de Mengíbar (Jaén), que utiliza el caudal del río Guadalquivir, o la minicentral de El Barco, en Fuenmayor (La Rioja) que turbinada un caudal procedente del río Ebro.



Figura 3-4: Minicentral hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: *El 24 de junio de 1912, se inaugura el alumbrado eléctrico en Mengíbar.* [36]

3.2.2 Minicentrales de pie de presa

Análogamente a las centrales hidroeléctricas de gran tamaño, las minicentrales de pie de presa se corresponden con aprovechamientos en los que la construcción de un embalse en el cauce del río permite almacenar las aportaciones de este, junto con el agua procedente del deshielo y las lluvias. De forma contraria a las minicentrales fluyentes, al disponer de embalse, este tipo de instalaciones se caracterizan por su capacidad de regulación de los caudales, lo que posibilita funcionar en el momento deseado y de forma instantánea. De este modo, se puede controlar el volumen de producción haciendo coincidir la generación energética con las horas punta de consumo, maximizando el beneficio económico. Por este motivo, este tipo de central es más frecuente en instalaciones de gran tamaño, ya que estas producen más energía que será comprada a un mayor precio por producirse en horas punta.

El funcionamiento de la minicentral dependerá de la explotación a la que se dedique el embalse, la cual seguirá el mismo orden de prioridad expuesto en el capítulo 2.2.1: consumo humano, riego, uso industrial y, por último, producción eléctrica. Normalmente, la generación de energía se verá condicionada a dichos usos preferentes debido a los elevados costes que supone la construcción de una presa, inasumibles si la finalidad de la misma fuera exclusivamente el aprovechamiento energético. Según los fines para los que fue creada la presa, se turbinan los caudales excedentes, los caudales desembalsados para riego o abastecimientos, e incluso los caudales ecológicos.

Paralelamente al apartado anterior, las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa ya existente son:

- Adaptación o construcción de las conducciones de la presa a la minicentral.
- Toma de agua con compuerta y reja.
- Tubería forzada hasta la central.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Subestación y línea eléctrica.

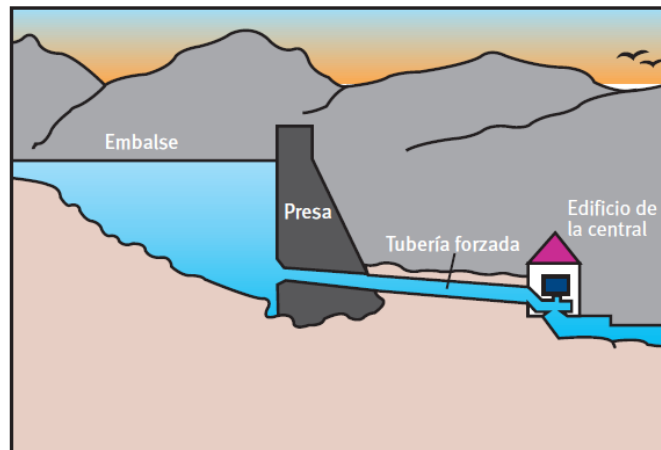


Figura 3-5: Esquema minicentral hidroeléctrica de pie de presa. Fuente: *Minicentrales hidroeléctricas*. [35]

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar.

Según la capacidad de agua que tenga la zona útil, la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En las minicentrales hidroeléctricas el volumen almacenado suele ser pequeño, permitiendo, por ejemplo, producir energía eléctrica un número de horas durante el día (horas punta) y llenar el embalse durante la noche (horas valle). Si la regulación es semanal, se garantiza la producción de electricidad durante el fin de semana, llenándose de nuevo el embalse durante el resto de la semana.

Las minicentrales a pie de presa constan de una comunicación entre los niveles de aguas arriba y aguas abajo mediante una estructura hidráulica en la cual se inserta la turbina. Esta estructura puede ser una captación por medio del desagüe de fondo de la presa (Figura 3-5) o, en el caso de que no exista ninguna toma de agua prevista, podría realizarse una toma por sifón (Figura 3-6), que no requiere obras en la presa y permite transportar el conjunto a obra completamente pre-montado. Esta solución se recomienda para presas de hasta 10 m de altura y turbinas de no más de 1 MW.

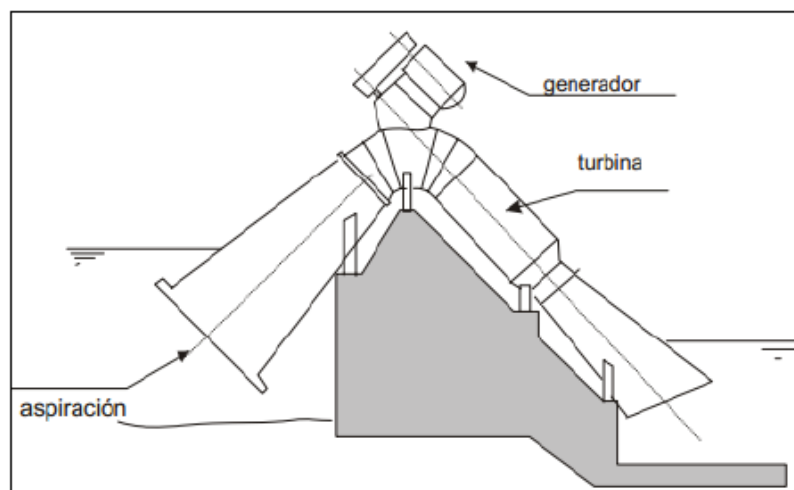


Figura 3-6: Captación mediante Sifón. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)*. [32]

Ejemplos de esta tipología son las minicentrales del Jerte, en la presa de Plasencia (Cáceres), la existente en Lanzahita (Ávila), sobre el río Garganta de la Eliza, o la minicentral Tambre III en La Coruña, mostrada a continuación.



Figura 3-7: Minicentral Hidroeléctrica de Tambre III. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).* [32]

3.2.3 Minicentrales ubicadas en canales de riego

Estas minicentrales se implantan en redes de agua existentes o en proyecto con el objetivo de obtener energía de las mismas. Para esta finalidad comúnmente se utilizan canales de irrigación, aunque también podrían usarse redes de distribución de agua potable y estaciones de tratamiento de redes residuales siguiendo el mismo esquema general. Estos aprovechamientos muestran como ventajas la previa existencia de muchas de las estructuras necesarias, lo que reduce el coste de inversión, y su prácticamente nulo impacto ambiental, lo que simplifica los trámites administrativos necesarios para la obtención de permisos.

Dentro de esta tipología, existen diversas maneras de insertar una minicentral hidroeléctrica en un canal de irrigación:

- Utilizando el desnivel existente en el propio canal. Mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, para devolverla posteriormente a su curso normal en canal.
- Aprovechando el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.
- Central con la casa de máquinas sumergida en el propio canal, ensanchando este para poder instalar en su interior la toma de agua, la central y el canal de fuga. En este último tipo de instalación hay que prever un canal alternativo para que, cuando se cierre la turbina, se asegure el suministro de agua a los regadíos, tal como se muestra en la siguiente

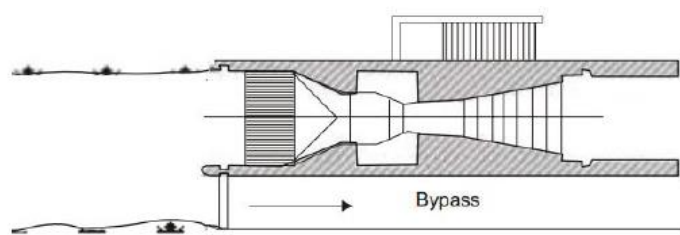


Figura 3-8: Esquema minicentral sumergida en canal de riego. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).* [32]

De forma análoga a las otras tipologías de minicentrales presentadas, las obras requeridas en estos tipos de centrales son las siguientes:

- Toma en el canal, con un aliviadero que habitualmente es en forma de pico de pato para aumentar así la longitud del aliviadero.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central con el equipamiento electro-mecánico.
- Obra de incorporación al canal o al río, dependiendo del tipo de aprovechamiento.
- Subestación y línea eléctrica.



Figura 3-9: Aliviadero de tipo pico de pato en la central hidroeléctrica de Berbegal (Huesca).
Fuente: *Minicentrales hidroeléctricas*. [35]

Dentro de este tipo de centrales, se encuentran el aprovechamiento sobre el Canal de Orellana, en Extremadura, así como los aprovechamientos de los canales de regadío de Aragón y Cataluña (Figura 3-10) y el de Cerrato en Palencia (Figura 3-11).



Figura 3-10: Minicentral hidroeléctrica sobre el canal de riego de Aragón y Cataluña. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)*. [32]



Figura 3-11: Minicentral Hidroeléctrica sobre el canal de riego Cerrato en Palencia. Fuente: *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)*. [32]

3.3 Elementos principales de una minicentral hidroeléctrica

Como se ha expuesto en capítulos anteriores, España aún tiene como tarea pendiente la penetración de energías renovables en su producción energética. No obstante, las políticas que potenciaban su aumento han sido cesadas por el Gobierno español, frenándose con ellas el crecimiento de este tipo de inversiones.

Dentro de las fuentes de energía renovable, la hidráulica se presenta como una de las más avanzadas tecnológicamente, habiendo implementado las mejoras conseguidas en su desarrollo durante los últimos 150 años. Gracias a esto se han alcanzado altos niveles de eficiencia, permitiendo cubrir toda la gama de caudales (de 0,1 a 500 m³/s) y saltos netos de hasta 1.800 m con buenos rendimientos mecánicos.

En este panorama, la minihidráulica representa una alternativa económica de producción de energía renovable y, no sólo tecnológicamente viable, sino altamente eficiente. El principal motivo de su bajo coste es la disponibilidad de un gran número de minicentrales hidroeléctricas que, tras el abaratamiento del petróleo y la construcción de centrales hidroeléctricas de gran tamaño, cayeron en desuso. Esto posibilita poner en marcha minicentrales incurriendo en costes de rehabilitación en lugar de costes de construcción, con su correspondiente peso administrativo, haciendo el proceso más sencillo.

Adicionalmente, teniendo como prioridad la minimización del coste de este tipo de centrales, cada uno de los elementos presentados en el capítulo 2.3, dedicado a las centrales hidráulicas de gran tamaño, se adoptará en las minicentrales en su versión más simple y económica, penalizando ligeramente su eficiencia o flexibilidad. Con el mismo objetivo, se perseguirá incurrir en obras civiles mínimas y se obtendrán centrales con una escasa automatización.

Asimismo, tratándose de minicentrales, también se perseguirá un tamaño reducido en sus componentes.

3.3.1 Turbinas hidráulicas

Siguiendo las premisas antes expuestas, las turbinas utilizadas en minicentrales hidráulicas serán de diseño sencillo con el objetivo de reducir los costes al mínimo. De este modo, generalmente los álabes, tanto del rodete como del distribuidor, serán fijos puesto que, además de la perspectiva económica, es importante recordar que no hay necesidad de regular el caudal ya que, o bien no existe capacidad de regulación (centrales fluyentes) o esta es realizada por la presa (centrales de pie de presa). Al contar con álabes fijos también se reduce la complejidad de la turbina, lo que repercute en una menor probabilidad de fallo de la misma y, por lo tanto, menor mantenimiento. Esto permite disminuir las paradas de la turbina y los costes asociados al mantenimiento de esta. Con este mismo objetivo, las turbinas suelen tener una automatización mínima.

Aunque las minicentrales hidroeléctricas pueden hacer uso de todos los tipos de turbina presentados en el capítulo 2.3.1, las Francis no suelen utilizarse ya que ofrecen una flexibilidad mucho más amplia de la requerida en estas aplicaciones y tienen un mayor tamaño.

A pesar de la variabilidad de los caudales utilizados en estas centrales y su fuerte dependencia con la hidrología, dichos caudales se mueven en unos rangos acotados por las pequeñas potencias que generan. Por lo tanto, según el salto disponible, se utilizarán turbinas Pelton o Kaplan.

Así, en saltos elevados se emplean turbinas **Pelton**, cuyo rendimiento energético es superior al 90% en condiciones de diseño, manteniéndose en torno al 80% para caudales de hasta un 30% del nominal gracias a que presentan una curva de rendimiento bastante plana (Figura 3-12). De este modo, se asegura que los cambios de caudal de entrada a la turbina no penalizan en demasía su rendimiento, lo que resulta muy ventajoso en el caso de las minicentrales. Además, se trata de diseños compactos.

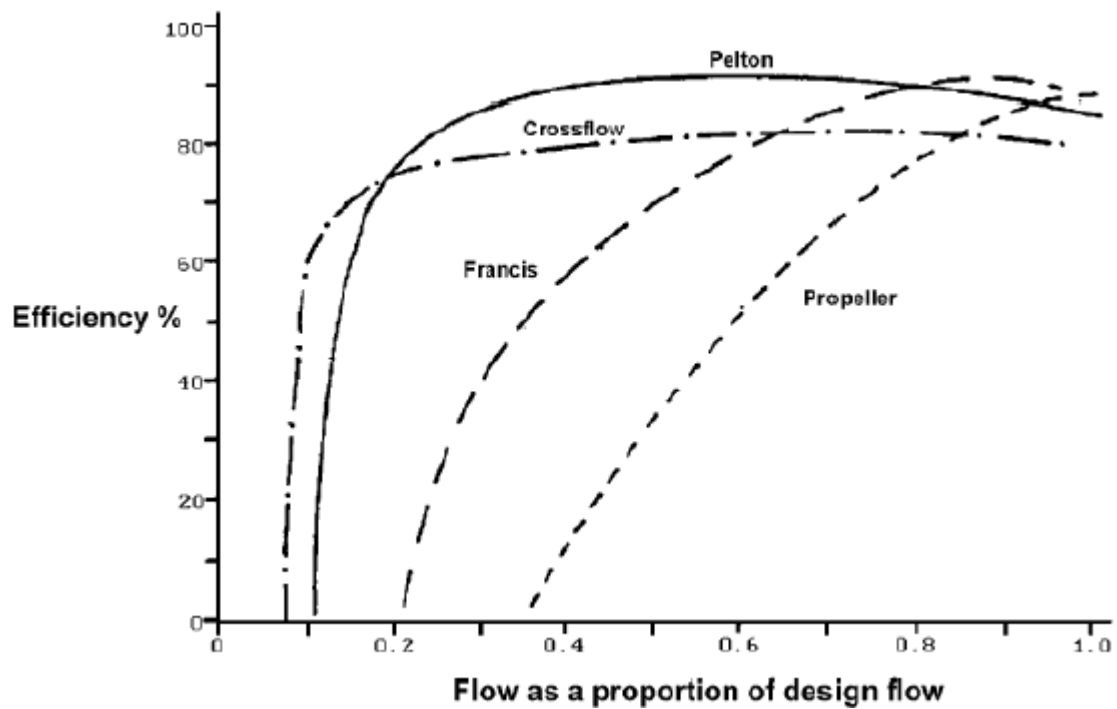


Figura 3-12: Rendimiento de distintos tipos de turbina según el caudal. Fuente: *Diseño de Rodete de Turbina Hidráulica tipo Pelton para Microgeneración*. [23]

Un ejemplo de centrales que trabajan con este tipo de turbinas es la central de Ízbor (Granada). Esta es una central de pie de presa abastecida por el agua almacenada en el embalse de Rules. Aunque cuenta con dos grupos de turbina Pelton, actualmente la tubería forzada sólo alimenta a uno de ellos, estando el otro fuera de funcionamiento. Las turbinas están colocadas horizontalmente y reciben el caudal a través de los inyectores ubicados en la cámara espiral.

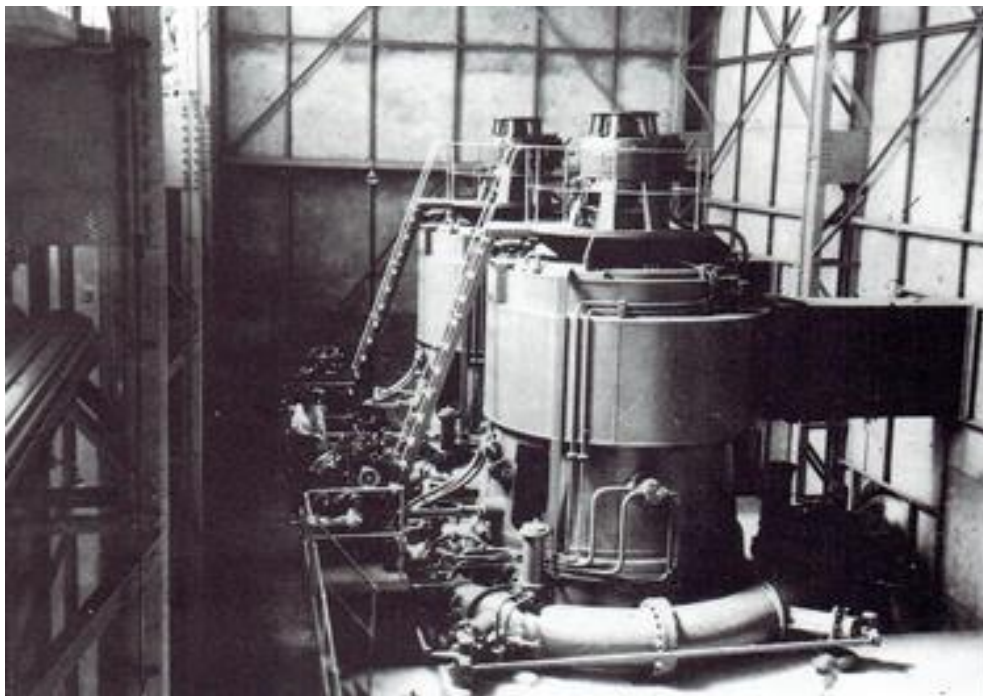


Figura 3-13: Grupos Pelton de la minicentral de Ízbor. Fuente: Ramón Abella Monserrat.



Figura 3-14: Embalse de Rules. Fuente propia.



Figura 3-15: Fachada de la central de Ízbor. Fuente propia.

Contrariamente, cuando el salto disponible es escaso, se utilizan turbinas de hélice, es decir, turbinas Kaplan pero con álabes fijos. La movilidad de los álabes del rodete es la principal característica de las turbinas Kaplan, ya que permite adaptarse a la carga demandada, maximizando su rendimiento. Por lo tanto, al eliminar esta propiedad, no puede hablarse de turbinas Kaplan sino de turbinas de hélice.

La utilización de álabes fijos en el rodete y el distribuidor impide la regulación de los caudales, lo que conlleva una penalización de la eficiencia de la turbina, pero también una importante simplicidad en el diseño y su consiguiente reducción de costes. Además, tal como se ha mencionado anteriormente, a pesar de la variabilidad de los caudales y su dependencia de la hidrología, las pequeñas potencias generadas en las minicentrales, así como sus reducidas dimensiones, acotan el rango en el que el caudal puede variar. De este modo, aunque inevitablemente el rendimiento de la turbina se verá penalizado, no alcanzará valores muy bajos, permitiendo obtener la misma potencia que una turbina Francis pero con un menor tamaño.

Dentro de este tipo de turbinas se encuentran los grupos **bulbo**, constituidos por una turbina Kaplan y su alternador. Esta disposición simplifica el diseño de la turbina, haciéndolo más compacto y, como consecuencia, más barato, lo que resulta muy ventajoso para su aplicación en minicentrales. Dicha simplicidad se debe a ciertas características constructivas como la menor extensión de su eje, resultante de la instalación conjunta de la turbina y el alternador, la unificación de la cámara espiral y el tubo de aspiración en un mismo conducto, y las palas fijas del distribuidor.

Las ventajas presentadas por los grupos bulbo frente a las turbinas de hélice han promovido que, durante las rehabilitaciones de minicentrales en desuso llevadas a cabo en las últimas décadas, se hayan llevado a cabo numerosas instalaciones de estos grupos en centrales donde previamente se trabajaba con turbinas Kaplan o de hélice. En esta línea, la minicentral de Mengíbar, que inicialmente contaba con tres turbinas Kaplan, fue rehabilitada en 1.975, cuando estas fueron sustituidas por grupos bulbo. Igualmente, se pensó en continuar con la introducción de este tipo de grupos en la modernización de las pequeñas centrales andaluzas. No obstante, la subida del coste de los bulbos debida al perfeccionamiento tecnológico de los mismos, ya que los presentes en Mengíbar podían considerarse prácticamente prototipos, impidieron su instalación. Así, la central de Valtodano, que también tenía tres turbinas Kaplan, las reemplazó, en este caso, por turbinas de hélice durante su rehabilitación en 1.980.



Figura 3-16: Bulbo de Mengíbar en su alojamiento. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

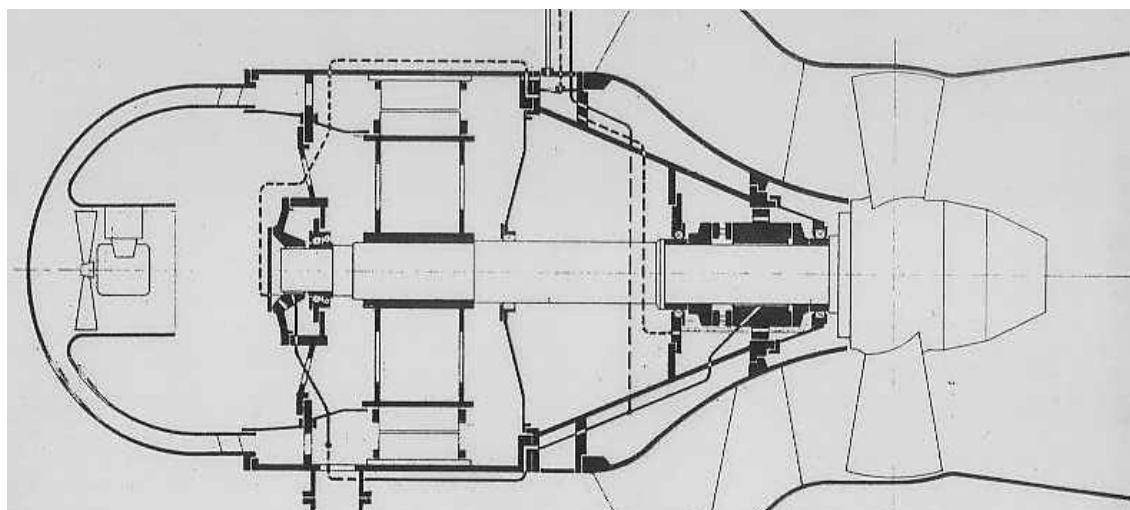


Figura 3-17: Plano del bulbo de Mengíbar. Fuente: Sevillana de Electricidad.

3.3.2 Alternador asíncrono

Aunque pueden encontrarse alternadores síncronos en centrales de potencia inferior a los 10 MW, en este tipo de centrales generalmente se utilizan generadores asíncronos por los motivos que ahora se exponen.

Como se adelantó en el Capítulo 2.3.4, los alternadores asíncronos resultan más simples ya que, para su funcionamiento, sólo precisan estar conectados a la red o ser provistos de condensadores que les suministren la corriente necesaria para magnetizar el estator en caso de requerirse un funcionamiento autónomo del generador. Los alternadores síncronos, por el contrario, al funcionar a una velocidad constante, precisan un sistema de sincronismo y un control de la excitatriz.

En caso de utilizar un alternador asíncrono, el control de la turbina tampoco será necesario ya que esta se mantendrá a la frecuencia de la red. No obstante, este tipo de instalaciones requieren un detector de velocidad que, durante la conexión del grupo a la red, proporcione una señal al alcanzarse la velocidad de sincronismo, utilizando un relé taquimétrico eléctrico o mecánico. Igualmente, el control del generador se llevará a cabo con una batería de condensadores estáticos, controlados a su vez de forma continua por medio de tiristores.

La simplicidad de los alternadores asíncronos los hace más robustos, fiables y comparativamente más económicos. Por lo tanto, este suele ser el generador escogido ya que cumple con los principales requisitos perseguidos en el diseño de una minicentral hidroeléctrica, de bajo coste y con baja probabilidad de fallo, lo que repercute asimismo en un menor coste de mantenimiento.

3.3.3 Cojinetes de goma

Los cojinetes están diseñados para soportar los empujes radiales y axiales procedentes de la turbina y de las propias vibraciones de la máquina. Asimismo, son lubricados con aceites para reducir la fricción a la que son sometidos.

Persiguiendo el objetivo de minimizar los costes de las centrales de pequeño tamaño, con vistas a maximizar de este modo el beneficio aportado por las mismas, en algunos casos se han utilizado cojinetes de goma.

Sin embargo, tal y como la Figura 3-18 permite observar, este económico material sufre un desgaste más severo que los cojinetes metálicos, lo que conlleva pérdidas considerables de potencia y el deterioro, debido al roce, de las piezas que el cojinete en cuestión debiera estar evitando.



Figura 3-18: Cojinete de goma. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

4 INTRODUCCIÓN DE LAS TURBINAS BULBO EN ANDALUCÍA

Como se ha mencionado con anterioridad, el encarecimiento de los combustibles fósiles en la década de los 70 llevó a las compañías energéticas a buscar nuevas alternativas tecnológicas. Con esta intención, Compañía Sevillana de Electricidad S.A. estudió la posibilidad de modernizar algunas de las centrales hidráulicas que poseía y que se encontraban fuera de servicio. Algunas de estas centrales ya se encontraban en desuso en el momento en que fueron incorporadas a Sevillana como parte del patrimonio de las sociedades absorbidas por la misma, mientras que otras habían sido cerradas debido a su baja rentabilidad frente a los grupos térmicos de carbón o fuel-oil.

Por lo tanto, podrían recuperarse algunas de estas centrales de modo que su producción sustituyera la obtenida a partir de combustibles fósiles y que, debido a la subida de precios, ya no resultaba tan interesante. Esto no supondría en ningún caso una sustitución sustancial ya que la producción de tales centrales fuera de servicio (pequeñas centrales) sólo representaba una ligera fracción del total generado con combustibles fósiles. La intención detrás de esta iniciativa, tal como expone el documento realizado por Compañía Sevillana de Electricidad S.A., *"Nota sobre la posible modernización de las centrales hidráulicas actualmente fuera de servicio"* [37], era aprovechar al máximo los recursos disponibles, reduciendo así el consumo, ya no tan ventajoso económicamente, de otros combustibles. No obstante, la reapertura de estas centrales en desuso conllevaría unos importantes gastos relativos a la mano de obra necesaria para su funcionamiento, por lo que durante su modernización debían ser automatizadas.

Con este propósito, la idea general del proyecto era seleccionar una serie de aprovechamientos con características de caudal y salto similares de manera que fuera posible encargar un gran número de equipos estándar cuya adaptación a cada salto específico pudiera obtenerse con la inclinación de las palas. Así, el precio unitario de cada grupo se vería reducido en gran medida. Igualmente, la obra civil debía verse reducida al mínimo para minimizar los costes asociados, así como el tiempo dedicado a su construcción.

De este modo, se consideraron las concesiones hidroeléctricas ubicadas en el Guadiana Menor, el Guadalimar, el Guadalquivir y el Genil en su tramo aguas abajo de Iznajar, puesto que en estas zonas se dispone de unos caudales que podían ser utilizables. Así mismo, las concesiones escogidas debían presentar caudales iguales o superiores a los 5 m³/s y un salto comprendido entre los 5 m y los 15 m. Todas las centrales que Compañía Sevillana de Electricidad S.A. poseía en el momento del análisis y que cumplían con los requerimientos expuestos, se presentan a continuación en la Tabla 4-1.

Nombre de la central	Río	Caudal (m³/s)	Salto (m)
El Remolino	Genil	18,00	10,50
Arquillos	Guadalimar	20,20	7,00
San Calixto	Genil	21,30	5,85
Racioneros	Guadalquivir	23,70	6,27
Casas Nuevas	Guadalquivir	25,00	6,17
San Rafael	Guadalquivir	32,90	5,15
Valtodano	Guadalquivir	33,30	6,00
Marmolejo (viejo)	Guadalquivir	33,37	5,00
Mengíbar	Guadalquivir	40,00	7,55
Villafranca	Guadalquivir	67,00	8,50
Cantillana	Guadalquivir	90,00	8,75
Alcalá del Río	Guadalquivir	104,00	8,50

Tabla 4-1: Centrales de Compañía Sevillana de Electricidad susceptibles de ser escogidas para su modernización (1.978). Fuente: *Nota sobre la posible modernización de las centrales hidráulicas actualmente fuera de servicio*. [37]

De entre de las centrales mostradas en la tabla anterior, fueron seleccionadas para su modernización las pequeñas centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros, todas ellas localizadas en la ribera del río Guadalquivir. En la siguiente tabla se muestran las características de tales centrales tras su rehabilitación y ampliación.

	Nº de grupos	Caudal (m³/s)	Salto (m)
Mengíbar	3	75	8,2
Valtodano	3	69	6,0
Racioneros	2	40	7,0

Tabla 4-2: Características centrales seleccionadas para la modernización. Fuente: Compañía Sevillana de Electricidad.

La selección de estas tres centrales se sustentaba, además de en el cumplimiento de los requisitos previamente establecidos, en otros factores como la posibilidad de aprovechar las presas y los edificios de las centrales ya existentes, siendo sólo necesario acoplar el nuevo grupo. Otro de los factores que resultaron determinantes para su elección fue su proximidad geográfica (Figura 4-1), que permitiría ciertas facilidades expuestas más adelante en este mismo capítulo.

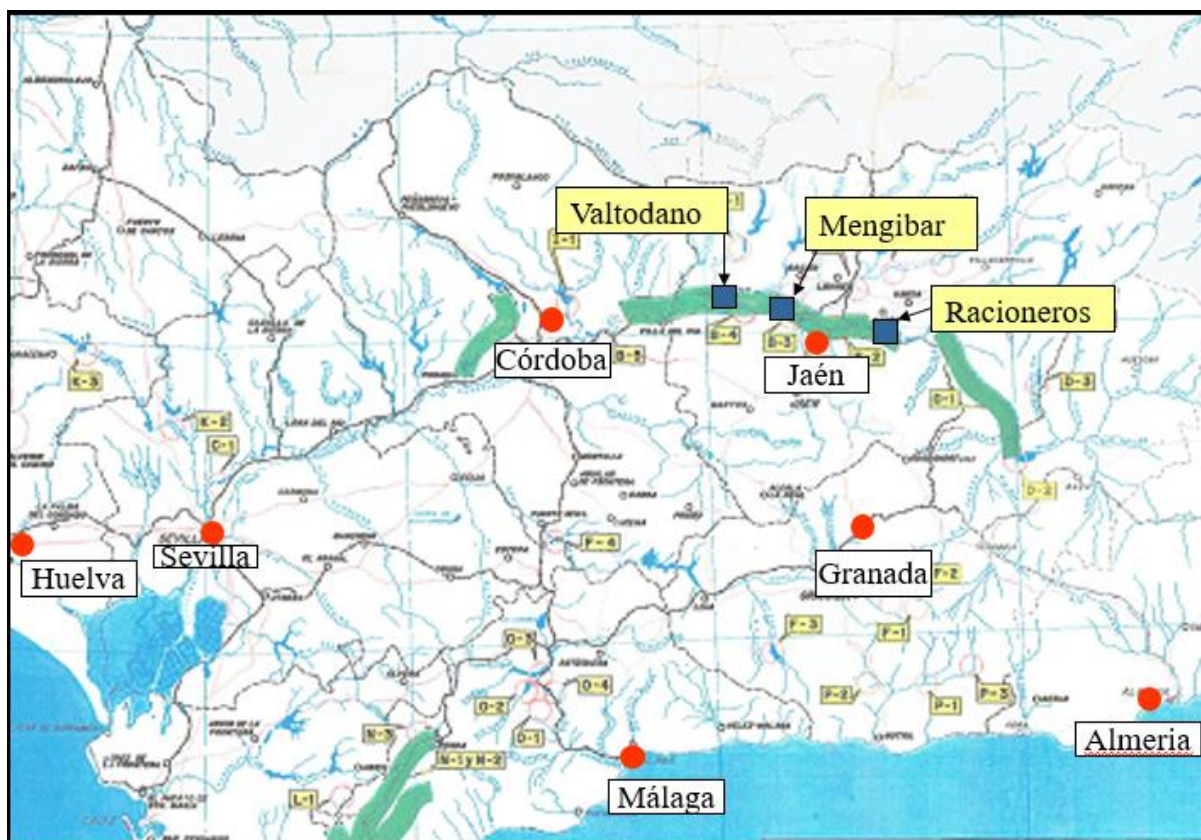


Figura 4-1: Localización de las centrales escogidas para el plan de modernización de Compañía Sevillana de Electricidad S.A. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Tal como se ha mencionado, los nuevos grupos instalados tras la modernización debían posibilitar que las centrales funcionaran automáticamente, permitiendo que estas permanecieran abandonadas salvo durante las revisiones anuales de mantenimiento o las vigilancias periódicas.

Igualmente, los equipos debían poder entrar en funcionamiento siendo accionados por el nivel del agua en la zona de toma. En un primer momento se pensó en equipar las centrales seleccionadas con un primer grupo de caudal nominal de $10 \text{ m}^3/\text{s}$, siendo el resto de $20 \text{ m}^3/\text{s}$ hasta alcanzar el caudal total aprovechable. Con lo que, para el nivel mínimo de funcionamiento, el primer grupo de $10 \text{ m}^3/\text{s}$ comenzaría a producir, mientras que los demás de $20 \text{ m}^3/\text{s}$ entrarían a continuación cuando el nivel de agua subiera. Del mismo modo, al bajar el nivel bajo la cota de parada, el grupo menor sería el primero en quedar fuera de servicio para, más adelante, dejar de producir los mayores. Así sería más fácil adaptarse a los caudales circulantes, aprovechando al máximo las aportaciones.

Finalmente, con estas intenciones, pero atendiendo a las características de las pequeñas centrales escogidas para la modernización, se optó por la adquisición de grupos bulbo ya que estos ya habían sido instalados en la central de Mengibar, representando una solución compacta, sencilla y económica. Las Figura 4-2, Figura 4-3 y Figura 4-4 muestran los planos creados para la incorporación de grupos bulbo en estas tres centrales. Es importante mencionar que aunque se sustituyeron los grupos de las tres centrales, Mengibar y Valtodano sufrieron rehabilitaciones más superficiales mientras que Racioneros fue reconstruida por completo.

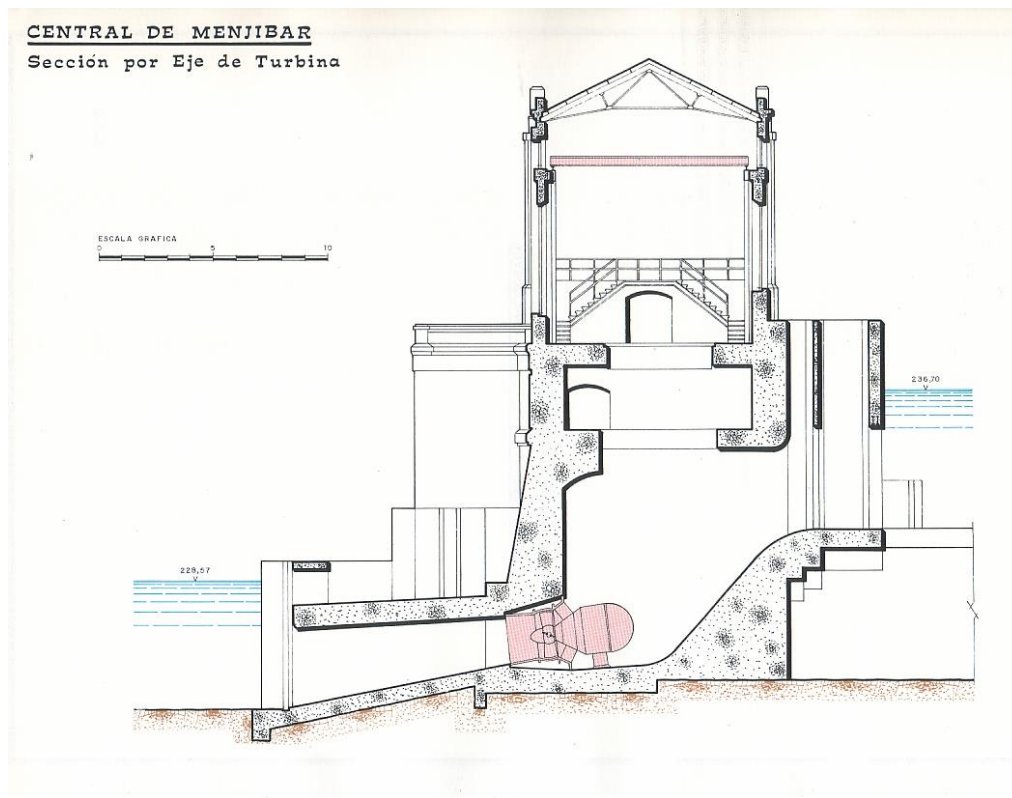


Figura 4-2: Perfil de la central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Sevillana de electricidad.[31].

No obstante, es importante mencionar que los grupos bulbo instalados en Mengíbar, fabricados por las empresas NEYRPIC Española S.A. y General Eléctrica Española, podían considerarse prácticamente prototipos, es decir, no se trataba de una tecnología consolidada ya que se tenía muy poca experiencia con los mismos. De hecho, en un principio estos fallaban ya que, al estar en voladizo, generaban problemas de estanqueidad.

De este modo, el plan de actuación presentado anteriormente se modificó ligeramente. En lugar de adquirir grupos para diferentes caudales (10 y 20 m³/s), atendiendo a las características de las centrales seleccionadas y a las propias de ellos bulbos ya instalados en Mengíbar, se optó por comprarlos todos de 25 m³/s. Así, se obtendrían los ocho grupos necesarios para las centrales más uno adicional que se utilizaría en caso de que alguno de los primeros fallara y fuera necesaria su sustitución. La similitud de las centrales escogidas para su modernización, tanto en salto como en caudal, permitían adoptar un modelo único de los grupos, que contarían con álabes fijos tanto en el rodete como en el distribuidor, simplificando así al máximo diseño. Esto permitiría que las centrales no tuvieran que sufrir paradas de funcionamiento al fallar uno de los grupos, habiendo la posibilidad de sustituir este por el de repuesto, el cual continuaría operando hasta que el primero fuera reparado y estuviera disponible para volver a funcionar. La proximidad geográfica de las centrales (ver Figura 4-1) resultaba esencial para esta solución, haciendo posible la sustitución de los grupos en un periodo de tiempo muy reducido.

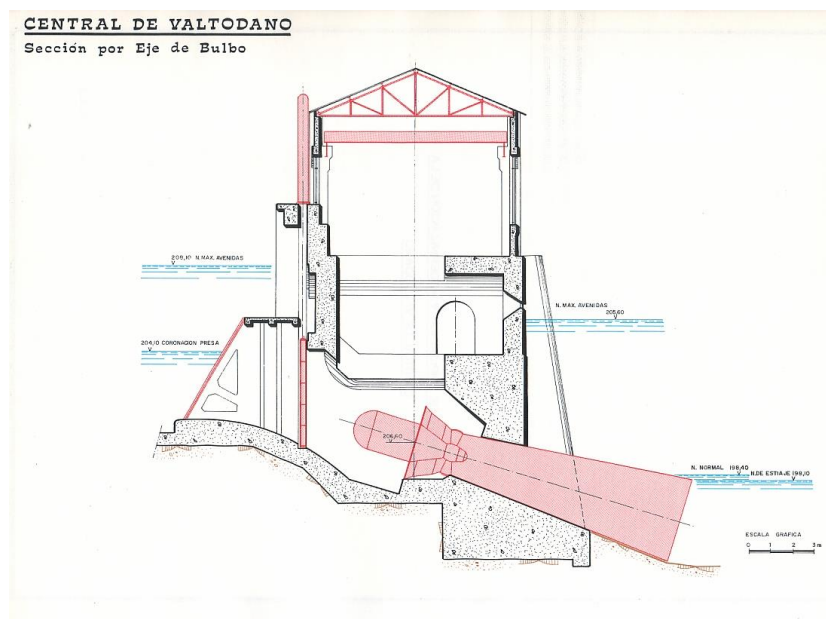


Figura 4-3: Perfil de la modernización programada en la central hidroeléctrica de Valtodano. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

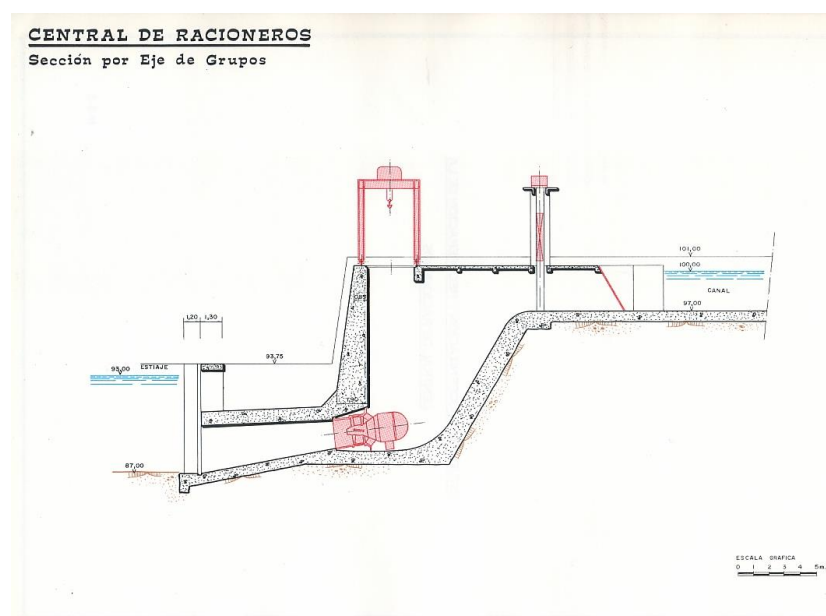


Figura 4-4: Perfil de la modernización programada en la central hidroeléctrica de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

La automatización deseada se conseguiría de la siguiente forma. Cuando la cota en la presa alcanzara los 25 m³/s, caudal de los grupos instalados, se daría la orden de entrada al segundo bulbo, el cual operaría solo hasta que el nivel superara los próximos 25 m³/s, momento en que se daría la orden de entrada al segundo grupo, y así consecutivamente. Si el nivel de la presa superara la cota que daría la orden de entrada al último bulbo, la compuerta automática se abriría para aliviar la presa.

Tal automatización haría posible reducir el número de operarios en la central de seis a dos por turno. Estos operarios debían encontrarse en la central para posibles emergencias como, por ejemplo, que fuera necesario aliviar el agua acumulada en la presa y la compuerta no se abiera. En tal caso sonaría una alarma que indicaría a los operarios la necesidad de abrir estas compuertas manualmente.

Disminuir el número de trabajadores repercutiría en una importante reducción de costes que, unida a la ausencia de paradas debida a la existencia de un grupo extra, hacía esta solución muy atractiva económicamente. Sin embargo, este interés desapareció cuando la compañía NEYRPIC Española S.A. presentó la oferta de los nuevos grupos, pidiendo por cada uno de estos más de tres veces el precio de uno de los instalados en Mengíbar.

4.1 La solución técnica propuesta por NEYRPIC Española S.A.

Además de lo ya mencionado anteriormente sobre las diferentes características tenidas en cuenta en la selección de las centrales a modernizar, así como los propios requisitos establecidos para la rehabilitación de las mismas, en este apartado se presenta la solución técnica propuesta. Tal solución ha podido conocerse en detalle gracias a un documento realizado por NEYRPIC Española para Compañía Sevillana de Electricidad S.A. sobre la posible remodelación de la central de Racioneros. Dicho documento es la oferta realizada por NEYRPIC Española para la venta de dos grupos bulbo para la pequeña central de Racioneros.

Aunque las características solicitadas para los grupos permitían considerar en la oferta dos series normalizadas de los mismos, en ambos casos estos estarían *"constituídos por una turbina de hélice de palas fijas y distribuidor fijo"* [38], la cual estaría *"acoplada directamente al generador"* [38], es decir, las únicas turbinas sopesadas en ambas soluciones se corresponden con grupos bulbo. Las turbinas de estos grupos serían suministradas por NEYRPIC Española, mientras que los generadores asíncronos serían producidos por General Eléctrica Española, licenciada de la Sociedad Alstom para este tipo de grupos.

Como curiosidad es interesante mencionar que, a pesar de que los álabes del rodete y el distribuidor serían fijos como corresponde a los grupos bulbo, la oferta establece la posibilidad de modificar la inclinación de las palas, siempre que el grupo esté parado, para adaptarlas a los caudales propios de períodos de estiaje.

La primera de las series propuestas, denominada "ensayo 7100" en la oferta, daba potencias específicas mayores, aunque sus rendimientos eran ligeramente inferiores (aproximadamente un 5%) y el valor del parámetro de cavitación era superior, o sea, que presentaba una cota inferior para el eje, lo que conlleva una mayor profundidad de las excavaciones. No obstante, el grupo es de menor tamaño, con un diámetro aproximadamente un 30% más pequeño, y gira a mayor velocidad, por lo que, a pesar de su menor rendimiento, resultaba más económica.

Por otra parte, la otra serie, llamada "ensayo 7087", ofrecía mejores rendimientos, es decir, mayor potencia, y un valor menor para el parámetro de cavitación, o sea, una cota superior para el eje y, por lo tanto, menores excavaciones. Los mayores costes asociados a estos grupos hicieron que se considerara en la oferta como una solución adicional o variante de la primera, mientras que esta última serie sería la solución principal.

En la Figura 4-5 presentada a continuación se muestran las zonas de funcionamiento normal y posible de ambas series. Así, es posible observar que los caudales y saltos propios de la central de Racioneros quedan dentro del área de funcionamiento normal de los dos grupos, siendo, por lo tanto, aptos para tal central. Igualmente, permite conocer las velocidades de giro y los diámetros de los grupos, cuya comparativa coincide con lo expuesto anteriormente. De este modo, la serie correspondiente al "ensayo 7100" gira a 250 rpm mientras que la asociada al "ensayo 7087" lo hace a 176,5 rpm, y el diámetro de la primera es de 1,8 m mientras que el de la segunda es de 2,24 m.

Tal diferencia de tamaños, y las modificaciones que esta ocasionaba en la instalación de los grupos, también puede apreciarse más claramente en la Figura 4-6, donde el croquis superior se corresponde con el "ensayo 7100" (de menor tamaño y con eje a una cota inferior) y el colocado debajo de este, con el "ensayo 7087".

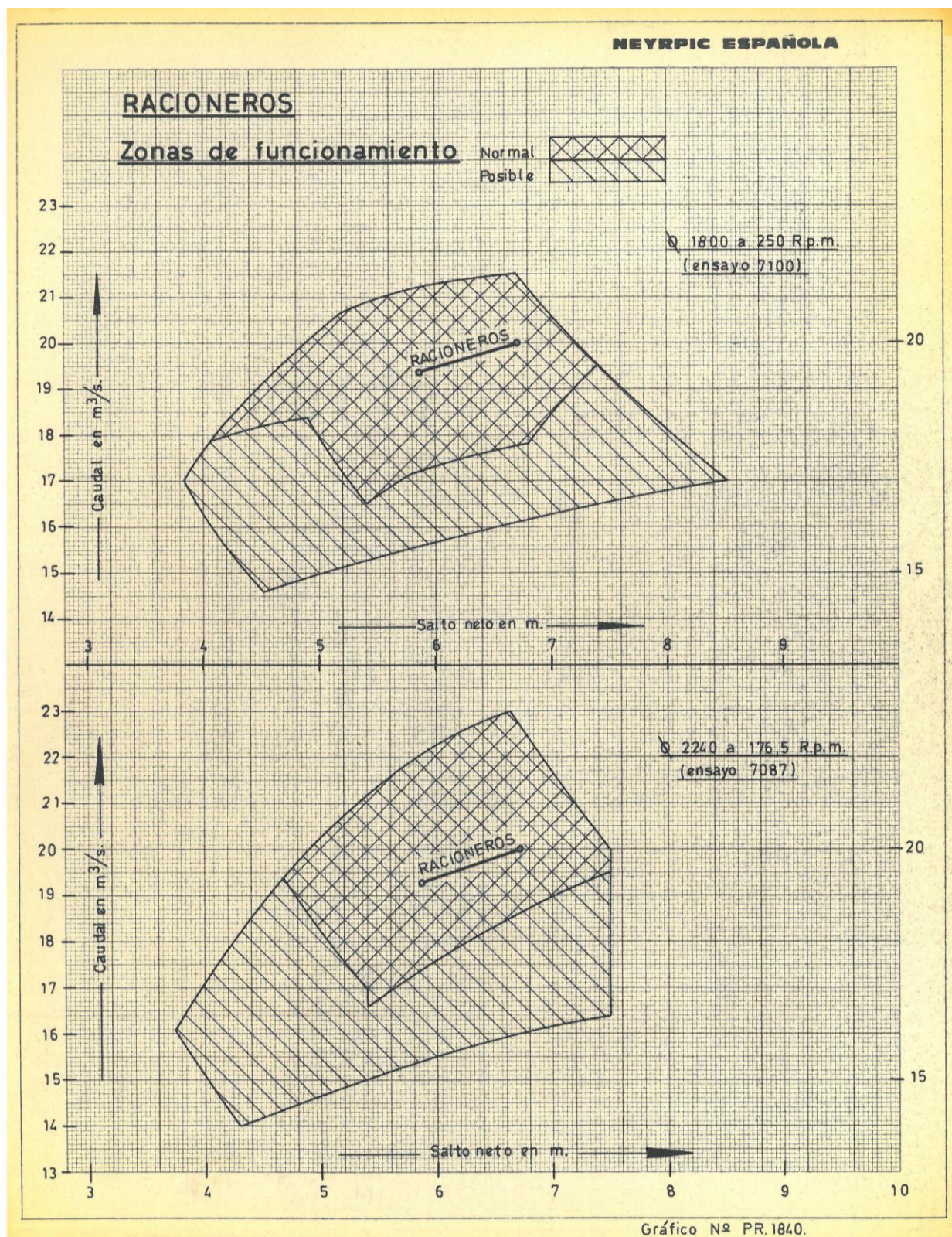


Figura 4-5: Zonas de funcionamiento de los dos grupos considerados en la oferta de NEYRPIC Española para la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

En dicho croquis puede observarse que el eje de la solución principal sería horizontal y estaría situado a una cota de 90,30 m, mientras que el mayor tamaño del bulbo asociado a la solución variante obligaría a inclinar el eje unos 12° por debajo de la horizontal. Sin embargo, el eje de este grupo estaría a una cota de 92,90 m, siendo ligeramente superior a la del eje de la primera solución.

Igualmente, en ambos croquis se ha supuesto un nivel mínimo aguas abajo de los grupos a una cota de 93,00 m. Esta cota resulta de gran importancia ya que el techo del aspirador en la salida siempre debe encontrarse a unos 50 cm por debajo de tal nivel mínimo.

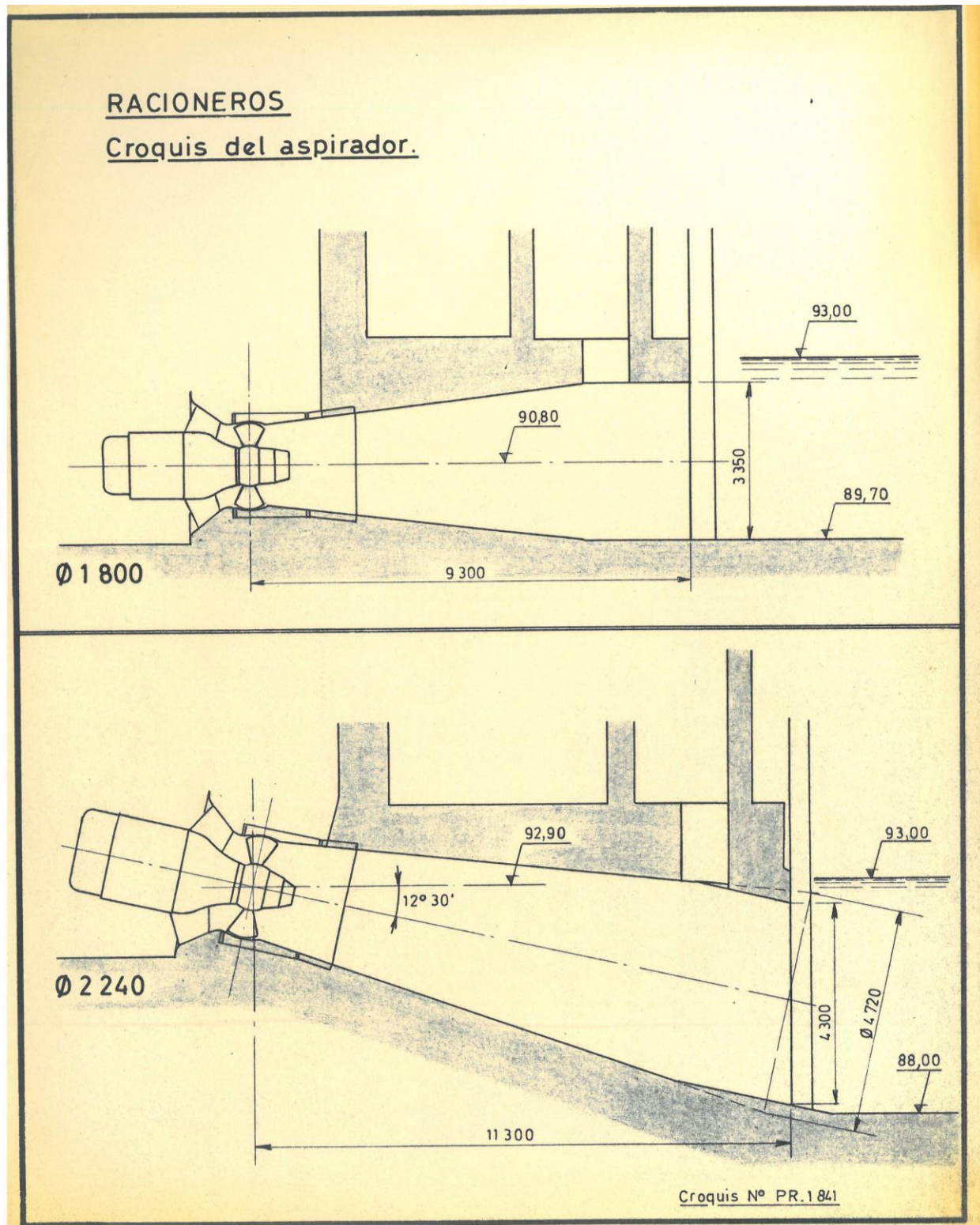


Figura 4-6: Croquis de la instalación de las dos series de grupos consideradas en la oferta de NEYRPIC Española para la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

A pesar de las diferencias expuestas entre las dos series de grupos consideradas, al tratarse en cualquier caso de saltos superiores a los 2,5 – 3,0 m, los bulbos no podían disponerse en sifón, con lo que el proyecto debía incluir la instalación de compuertas automáticas de cierre que posibilitaran el arranque

y la parada de los grupos, permitiendo que la corriente atravesara el grupo y empujara los álabes de la turbina, generando energía. Tales compuertas podían estar ubicadas aguas arriba del bulbo, aguas abajo del mismo o en ambos sitios, pero, en cualquier caso, debían asegurar que podían cerrarse con el grupo embalado.

De acuerdo con ensayos realizados en los grupos Kaplan de las centrales francesas de Seyssel (1.952 [39]) y Chateauneuf du Rhône (1.958 [40]), localizadas en el río Ródano, un grupo embalado es más sensible a las vibraciones que en régimen normal, siendo también en tales circunstancias el régimen hidráulico en la turbina inestable y muy propenso a la cavitación. Por lo tanto, si en estas condiciones se cerrara una compuerta superior, es decir, colocada aguas arriba del grupo, se correría el riesgo de aumentar la inestabilidad del derrame, intensificar la cavitación y provocar vibraciones y, por consiguiente, fatigas peligrosas para el material. Dichas nefastas consecuencias se deben principalmente al hecho de que la energía es disipada en la propia turbina, lo que origina una notable reducción de las presiones en la rueda, una fuerte turbulencia y una clara disimetría en la alimentación del rodete.

Adicionalmente, como los grupos no podían regular el caudal de entrada, ya que disponían de álabes fijos en el rodete y el distribuidor, las compuertas superiores garantizarían que las cámaras se vaciaran en cada parada.

No obstante, el accionamiento de compuertas inferiores, es decir, aguas abajo del bulbo, hace que la energía se disipe en el canal de fuga, aguas debajo de la propia compuerta. En este caso, la rotación de la rueda produce un efecto de bombeo cuyas consecuencias deben ser previstas. De este modo, se toman diversas precauciones para limitar la sobrepresión y su consiguiente empuje axial a valores admisibles.

Como conclusión, la oferta [38] concluye que lo más aconsejable es *"equipar los grupos con compuertas vagón, accionadas por servomotor, de cierre automático y dispuestas a la salida de los tubos de aspiración"*, mientras que, aguas arriba de ellos grupos, bastaría con prever unas ataguías para permitir posibles revisiones de mantenimiento.

El plano añadido al presente proyecto como Anexo I, muestra la implantación de una compuerta de guardia aguas abajo de los grupos, coincidiendo con lo propuesto por NEYRPIC Española. Aunque se trata de un plano asociado a la central de Verdún, la ubicación de la compuerta, así como el servomotor utilizado para su funcionamiento, son análogos a lo diseñado para la central de Racioneros.

Adicionalmente, la Tabla 4-3 muestra las dimensiones de las compuertas de guardia que serían necesarias para cada una de las dos soluciones estudiadas en la oferta.

	<u>Solución principal</u>	<u>Solución variante</u>
- Diámetro del rodete (m/m)	1.800	2.240
- Nº de palas del rodete	4	4
- Compuertas aguas abajo :		
. Ancho del vano (m/m)	3.350	4.150
. Altura del vano (m/m)	3.500	4.300

Tabla 4-3: Características de los bulbos y compuertas asociados a las soluciones principal y variante.

Fuente: *Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros* [38].

Como se ha dicho anteriormente, este tipo de turbina suele ir asociado a generadores asíncronos, los cuales deben estar conectados a la red eléctrica para su entrada en funcionamiento. De este modo, para la puesta en marcha del grupo, la compuerta automática o de guardia se abriría parcialmente,

asegurando la subida del nivel de agua en la cámara. Cuando el bulbo alcanzara la velocidad de sincronismo, un relé diferencial aseguraría el cierre de un interruptor automático, interrumpiéndose así la alimentación del generador por parte de la red eléctrica. A continuación, la compuerta se abriría completamente permitiendo que el grupo desarrollara su máxima potencia.

Tal como ya se ha mencionado, la solución principal tendría una velocidad de rotación en vacío al sincronismo de 250 rpm y una velocidad de embalamiento de 590 rpm. Sin embargo, la velocidad de rotación de la solución adicional sería de 176,4 rpm y la de embalamiento de 430 rpm, siendo ambas velocidades de embalamiento determinadas para el funcionamiento de los grupos con caudal de 20 m³/s, un salto de 6,68 m (propio de la central de Racioneros) y la máxima inclinación de las palas.

Funcionando en tales condiciones de salto, caudal y velocidad de rotación, la potencia en el eje de la turbina asociada a la primera serie ("ensayo 7100") era de 1.515 CV, es decir, 1,13 MW, mientras que la potencia generada por la segunda solución era de 1.590 CV, o sea, 1,19 MW.

Entrando en las especificaciones técnicas de las turbinas, la oferta indica que cada una de ellas estaría compuesta por los siguientes elementos. Para facilitar su visualización se ha adjuntado un plano en el Anexo II mostrando el interior de la sección de un grupo bulbo que, aunque no corresponda a la central de Racioneros, presenta dichos elementos:

- Un **conducto hidráulico**, es decir, una especie de carcasa que recubre el bulbo y lo ancla al conducto de aspiración tal como muestran los croquis de la Figura 4-6 y, con mayor detalle, la parte superior del plano incluido como Anexo I. El conducto hidráulico constaría a su vez de:
 - Un anillo de fijación aguas abajo, con su respectiva brida móvil, para unir la turbina al conducto de aspiración de hormigón.
 - Una cintura de rueda en dos partes con la media parte inferior anclada al conducto de aspiración.
 - Un distribuidor cónico fijo, también en dos partes y de fundición, quedando igualmente la parte inferior anclada al conducto de aspiración.
- Una rueda motriz o **rodete**, la cual incluiría:
 - Un cuerpo de núcleo, de fundición.
 - Cuatro palas de acero moldeado, como adelantaba la Tabla 4-3, con sus respectivos dispositivos de fijación al núcleo.
 - Un fondo de núcleo de hacer moldeado con sus correspondientes brida de fijación al núcleo y ranura de chaveta para la fijación al eje del alternador.
 - Una ogiva de chapa, prolongando el núcleo aguas abajo.
- Un **cojinete de carga con tope de empuje axial**, o sea, un cojinete de fundición con antifricción y un tope con corona de patines y un contra-tope con antifricción sobre las superficies de apoyo.

Asimismo, también contaría con dos granos situados uno aguas arriba y otro aguas abajo y fijados sobre el eje de la turbina con una rectificación muy cuidadosa.

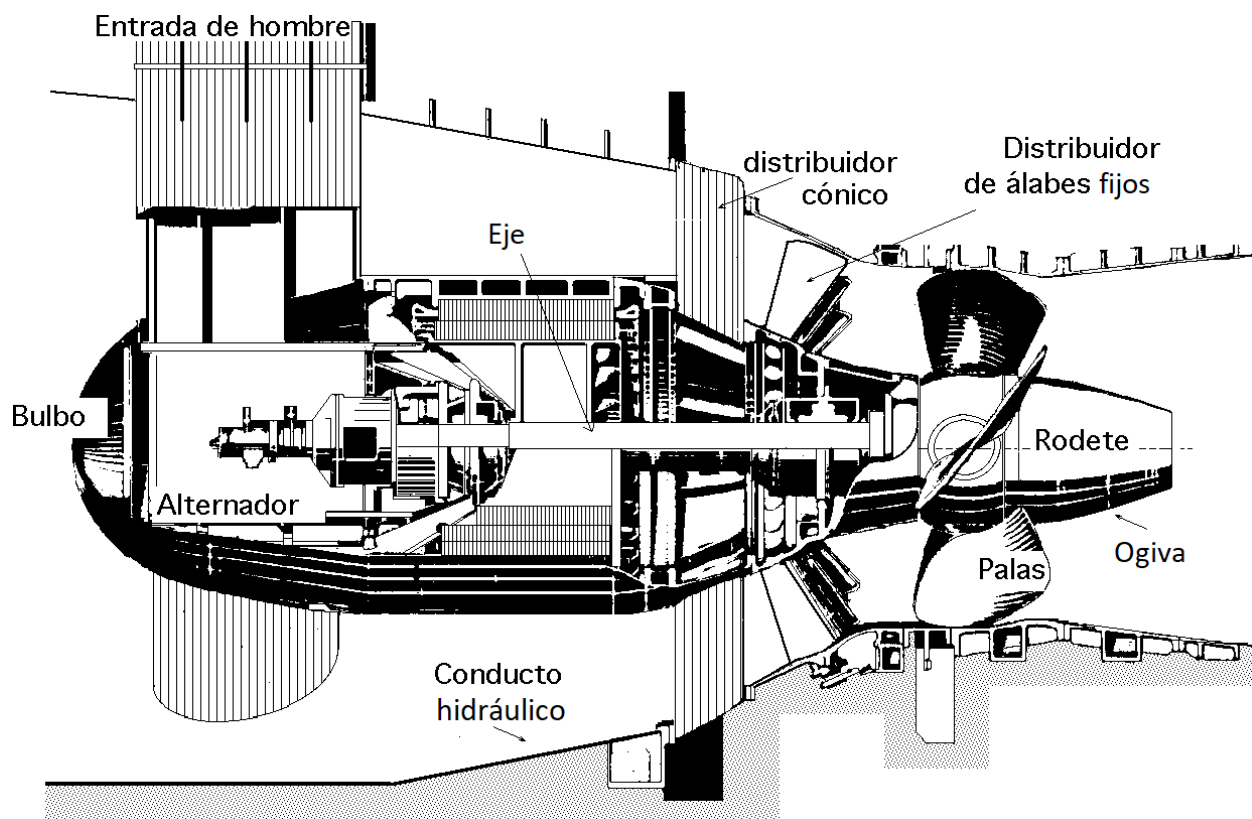


Figura 4-7: Elementos de un grupo bulbo. Fuente: *Turbinas hidráulicas* [41].

- Otro **cojinete de carga**, el cual constaría de:
 - Un escudo soporte de cojinete fijado sobre la carcasa del generador.
 - Un cojinete de fundición con antifricción, en un recinto estanco comunicado con el circuito de aceite de refrigeración.
 - Una junta aire-aceite.
- Un **eje** de acero forjado y unido en su parte aguas abajo a la rueda de palas fijas. Dicho eje estaría guiado por un cojinete de carga aguas arriba y otro de carga y empuje aguas abajo.
- Un **sistema de estanqueidad** para los cojinetes y el eje de la turbina formado por:
 - Una junta triple de goma especial, con resortes incorporados, para asegurar la hermeticidad del recinto del cojinete del lado de la rueda.
 - Un anillo de desgaste de acero al carbono, fijado sobre el eje de la turbina y revestido de una capa de cromo duro sobre la superficie rozante.
 - Una junta del tipo "WALKER" para impedir que salga aceite del recinto del cojinete en el lado del alternador.
 - Dos escudos soporte de ambas juntas.
- Otros elementos como un depósito de aceite para los cojinetes, termómetros y termostatos para el cojinete de empuje, un agujero o entrada de hombre de acero al carbono situado aguas abajo del aspirador (para facilitar el acceso en caso de que fuera necesario hacer revisiones), la tubería y las válvulas para el desagüe del grupo hasta el colector general, las tuberías de aceite o la de evacuación de fugas de condensación del grupo.

Algunos de estos elementos, como las tuberías de aceite y las de fugas de condensados, pueden observarse en el esquema de engrase incluido en el Anexo III de este proyecto.

Además de la turbina, los grupos bulbo constan de otro importante componente: el alternador, el cual convertirá la energía motriz generada en la turbina en energía eléctrica.

Al estar situados dentro del bulbo y ser parte del mismo, este tipo de alternadores presenta unas características propias bastante acusadas y especiales. La principal de tales características es que estos alternadores deben ser construidos con el menor diámetro posible, con la finalidad de minimizar los gastos de instalación y las dimensiones de los elementos de la turbina correspondiente. Como resultado, los alternadores utilizados en grupos bulbo difieren de los convencionales en que su diámetro es más bien pequeño, mientras que su longitud es relativamente grande.

Los alternadores suministrados por General Eléctrica Esapañola, cuya tensión de alimentación era de 220 V, constaban de los siguientes elementos:

- **Carcasa y estátor bobinado.** La carcasa del alternador estaba formada por una virola de acero de gran espesor y dos placas laterales formando bridas a las que se unirían, por la parte de aguas arriba, la cubierta de cierre y, por la parte de aguas abajo, el cono de la turbina. Ambas uniones eran estancas y llevaban, para tal fin, juntas de goma sintética.

En el interior de la carcasa iban soldados unos barrotes con perfil en cola de milano, sobre los que irían montados los segmentos de chapa metálica debidamente apilados y prensados. Tales segmentos eran esmaltados por sus dos caras para reducir las pérdidas por corrientes de Foucault.

El estátor no era continuo, sino que estaba dividido en varios paquetes separados por canales por los que circulaba el aire posibilitando la ventilación.

El bobinado del estátor estaba formado por barras aisladas con materiales de Clase B, es decir, eran aisladas térmicamente hasta un límite de unos 130 °C. Igualmente, el bobinado estaba provisto de sondas detectoras de temperatura por resistencia para controlar la temperatura del mismo. A su vez, dichos materiales Clase B eran tratados con barniz de protección epoxi, proporcionando también aislamiento eléctrico. Este bobinado era fuertemente calzado y amarrado con cinta de vidrio para proporcionarle una alta resistencia mecánica a los esfuerzos electromagnéticos que se producían en casos de cortocircuito y en las maniobras de sincronización.

- **Cubierta aguas arriba o de cierre.** Esta cubierta llevaba en su interior una contra cubierta para guiar el aire y soportar el grupo motor-ventilador.
- **Rotor** acoplado al eje de la turbina. El rotor, al igual que el estátor, también estaba formado por segmentos de chapa magnética, esmaltados en ambas caras, y montados sobre colas de milano de forma discontinua, es decir, divididos en varios paquetes separados por canales por los que circularía el aire de ventilación. La disposición de estos paquetes coincidía con la de los correspondientes al estátor, así como, naturalmente, la de los canales de aire. De este modo, las piezas separadoras de los paquetes impulsaban el aire a pasar por dichos canales, activando su circulación.

Contrariamente al estátor, el bobinado del rotor, de jaula simple de cobre, no llevaba ningún tipo de aislamiento. Las barras del bobinado eran fuertemente soldadas a los anillos de cortocircuito, también de cobre, con soldadura de plata. Tales anillos iban guiados al cuerpo del rotor para evitar descentramientos que pudieran conducir a desequilibrios mecánicos.

- **Cables de salida y caja de bornas.** Los cables de salida eran de tipo flexibles con aislamiento para una tensión de servicio de 3.000 V. Iban desde el alternador hasta la caja de bornas y eran cuatro, tres de línea más un neutro.

La caja de bornas era estanca para poder mantener la sobrepresión interior del aire, estando igualmente unida de forma estanca al tubo para el paso de los cables de salida, los cables de alimentación del grupo motor-ventilador y las tuberías de mando de la posición de las palas del rodete.

- **Grupo motor-ventilador y guiado del aire.** El grupo motor-ventilador estaba formado por un motor asíncrono trifásico, con rotor en cortocircuito o jaula, y un ventilador, coaxial con el motor, para hacer circular el aire de modo que el caliente pasara por la cámara formada por la cubierta aguas arriba y la contracubierta, y, una vez enfriado, fuera dirigido al interior del rotor donde sería absorbido por este y recorrería la chapa y el bobinado, siendo estas las zonas donde se producen las principales pérdidas y, por lo tanto, las más calientes.

Para evitar entradas de agua, mayormente por los anillos de estanqueidad a la salida del eje de la turbina, el aire interior estaba a una presión de 1,2 at, ligeramente superior a la presión máxima del agua (0,9 at). Tal sobrepresión era producida por un pequeño compresor que servía para todos los alternadores de una misma central.

A continuación, a modo de tablas, se presentan las características de funcionamiento de los alternadores ofertados para cada una de las dos series de grupos consideradas.

	Solución principal	Solución variante
Tipo	RAF 130-120/4	RAF 164-124/34
Potencia (KW)	1.050	1.170
Tensión (V)	1.500	1.500
Velocidad nominal (rpm)	250	176,4
Velocidad de embalamiento (rpm)	590	430

	Solución principal			Solución variante		
	Carga					
	4/4	3/4	1/2	4/4	3/4	1/2
Factor de potencia	0,75	0,71	0,62	0,72	0,68	0,58
Rendimiento	94,5	93,0	90,0	95,0	93,5	90,0

Tabla 4-4: Características de funcionamiento de los alternadores asociados a las dos soluciones ofertadas por NEYRPIC Española. Fuente: *Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros*. [38]

En tales tablas puede observarse que, paralelamente a lo ya comentado sobre las características de los grupos ofertados, el alternador de la solución principal tiene un rendimiento ligeramente inferior al asociado a la solución variante, aunque sus velocidades nominal y de embalamiento son superiores.

4.2 Precios de las soluciones ofertadas por NEYRPIC Española S.A.

Junto con la solución técnica, NEYRPIC Española incluyó en su oferta de modernización para la central de Racioneros un Segundo capítulo titulado "Condiciones comerciales", en el cual se especifican las condiciones del pedido, del establecimiento de los precios y del pago, aunque como ya anunciamos en un principio, este nunca llegó a realizarse.

En este documento se especifica que las turbinas se fabricarían, por parte de NEYRPIC Española, en sus Talleres de Cornellá de Llobregat (Barcelona) o en los de su subcontratista V. Luzuriaga, S.A., en Pasajes (Guipúzcoa). Mientras tanto, los alternadores serían cumplimentados en la Fábrica de Galindo (Vizcaya) de General Eléctrica Española.

Los precios presentados en tal oferta se corresponden con los del material no embalado y entregado, en el caso de las turbinas, en los Talleres de Cornellá de NEYRPIC Española, y en el caso de los alternadores, en los de Galindo de General Eléctrica Española. Por lo tanto, habría que sumar a dichos precios el coste de transporte hasta la central y los gastos de montaje en la misma. Asimismo, estos precios no incluyen los impuestos que pudieren afectar a la formalización del encargo, los cuales deberían ser pagados por Compañía Sevillana de Electricidad, S.A.

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores, a continuación se presentan los precios ofertados por NEYRPIC Española para cada una de las soluciones consideradas.

<u>1. Solución principal a 250 r.p.m.</u>	
<u>1.1. Turbinas</u>	
Para las dos turbinas completas, según descripción adjunta	5.250.000,- Ptas. =====
(Cinco millones doscientas cincuenta mil pesetas).	
Peso total aproximado : 31 Ton.	
<u>1.2. Generadores</u>	
Para los dos generadores asíncronos, de 1.050 KW, según descripción adjunta	5.840.000,- Ptas. =====
(Cinco millones ochocientas cuarenta mil pesetas).	

Figura 4-8: Precio de la solución principal. Fuente: *Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros.* [38]

Como puede observarse en las Figura 4-8 y Figura 4-9, el precio de la primera solución es inferior al de la segunda, siendo este el motivo por el que la serie 7100 fuera considerada como la solución principal. Esto se debe mayoritariamente a su menor tamaño, presentando un diámetro aproximadamente un 30 % inferior.

2. <u>Solución variante a 176,5 r.p.m.</u>	
2.1. <u>Turbinas</u>	
Para las dos turbinas completas, según descripción adjunta	6.450.000,- Ptas. =====
(Seis millones cuatrocientas cin- cuenta mil pesetas).	
Peso total aproximado : 45 Ton.	
2.2. <u>Generadores</u>	
Para los dos generadores asíncro- nos de 1.170 KW, según descrip- ción adjunta	7.105.000,- Ptas. =====
(Siete millones ciento cinco mil pesetas).	

Figura 4-9: Precio de la solución variante. Fuente: *Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros*. [38]

En la tabla siguiente se muestran los precios de las turbinas y generadores asociados a las dos soluciones consideradas, así como el precio total de los grupos bulbo de ambas soluciones, resultante de la suma de los dos precios anteriores. Igualmente, se muestra el ahorro porcentual generado al adquirirse la solución principal tal y como NEYRPIC Española aconsejaba.

	Solución principal	Solución variante	Reducción de precio (%)
Turbinas (pesetas)	5.250.000	6.450.000	18,6
Generadores (pesetas)	5.840.000	7.105.000	17,8
Bulbos (pesetas)	11.090.000	13.555.000	18,2

Tabla 4-5: Precio de las soluciones ofertadas por NEYRPIC Española para la modernización de la central de Racioneros. Fuente: *Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros*. [38]

Como se mencionó al principio de este capítulo, el precio de estos bulbos superaba el triple de lo invertido en los grupos adquiridos para la modernización de la pequeña central de Mengíbar pocos años antes. Por lo tanto, aunque la solución técnica utilizando grupos bulbo resultaba muy interesante en un principio, las complicaciones económicas obligaron a que se abandonara, instalando en su lugar turbinas Kaplan en la central de Racioneros y turbinas de hélice en la de Valtodano.

De esta forma, la introducción de los grupos bulbos en Andalucía se frenó rápidamente debido a la repentina subida de precio asociada al refinamiento de la tecnología. Los bulbos instalados en Mengíbar podían considerarse como prototipos, con los problemas técnicos que esto lleva consigo, por lo que su precio fue mucho más económico. Sin embargo, la inversión en este tipo de bulbos dejó de resultar conveniente económicamente cuando la experiencia permitió mejorar su tecnología.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

Como consecuencia del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 (PASENER), documento concebido como instrumento planificador de las políticas energéticas y el fomento de las energías renovables desarrolladas en Andalucía, la Agencia Andaluza de la Energía elaboró un estudio de potencial hidroeléctrico [21] que refleja el potencial técnico-económico aprovechable en esta comunidad para el desarrollo de la minihidráulica.

Para alcanzar el cumplimiento de los objetivos energéticos fijados en dicha planificación, el análisis del potencial de las diferentes tecnologías renovables implantables en Andalucía resultaba de vital importancia. Dentro de los recursos identificados en el territorio, la energía hidroeléctrica y, más concretamente, el desarrollo de minicentrales hidráulicas, se considera de especial interés ya que, además de no consumir agua ni producir emisiones contaminantes, permite una generación distribuida (menores pérdidas de transporte de electricidad) y genera puestos de trabajo en su construcción, explotación y mantenimiento. Respecto a la energía hidroeléctrica, el PASENER establecía un objetivo de potencia instalada para el año 2013 de 148 megavatios. Los últimos resultados presentados por la Agencia Andaluza de la Energía establecen que en la comunidad hay un total de 91 centrales hidráulicas, sumando una potencia de 620,68 megavatios [42].

Otro de los motivos por los que se da una especial importancia a la minihidráulica es el reducido recurso hidroeléctrico del que se dispone en Andalucía. No obstante, su potencial resulta interesante y debe ser aprovechado en la mayor medida posible, analizándose para ello la explotación de las actuales infraestructuras de abastecimiento de agua, así como la posible rehabilitación de centrales abandonadas.

Con tal fin se publicó dicho estudio, denominado Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía [21], el cual pretende ser una guía útil para la identificación de los emplazamientos con mayor potencial.

Siguiendo la línea de este documento, en este trabajo se desarrolla a continuación un análisis económico-financiero sobre la modernización de las tres centrales andaluzas de pequeña potencia seleccionadas, en un principio, para la instalación de grupos bulbo. De este modo, después se procederá a comparar los resultados obtenidos con los propuestos en el estudio desarrollado por la Agencia Andaluza de la Energía. Aunque se dispone de datos reales sobre estas modernizaciones, es importante mencionar que estas ya son de carácter existente, es decir, se llevaron a cabo hace años. Por lo tanto, este estudio analizará una rehabilitación figurada, que no real, para poder establecer la comparación con el documento publicado por la Agencia Andaluza de la Energía [21]. No obstante, se tendrán en cuenta en el mismo las modificaciones reales llevadas a cabo en sus correspondientes rehabilitaciones o reconstrucciones durante las décadas de los setenta y ochenta. Por lo tanto, los costes que aquí aparecen son los asociados a las turbinas realmente instaladas durante las rehabilitaciones, es decir, sólo las instaladas en la central de Mengíbar son grupos bulbo.

En la realización de este análisis se ha utilizado un software denominado RETScreen Expert, que también se describe más detalladamente a continuación.

5.1 RETScreen Expert

Para la realización del análisis llevado a cabo en este trabajo sobre la viabilidad económico-financiera de la rehabilitación figurada de las tres centrales de pequeño tamaño escogidas, se ha hecho uso de la herramienta informática RETScreen Expert [43].

RETScreen Expert es un software de gestión de energía limpia desarrollado por el gobierno de Canadá en colaboración con un gran número de empresas internacionales para evaluar la viabilidad técnica y financiera de potenciales proyectos de energía renovable, eficiencia energética y cogeneración, así como el análisis de rendimiento energético de proyectos en curso.

Con sólo cinco pasos, este software permite realizar un análisis completo de una determinada instalación o proyecto. Estos cinco pasos se corresponden con las flechas verde y roja de la Figura 5-1: análisis energético, análisis de costes, análisis de emisiones, análisis financiero y análisis de sensibilidad y riesgo. Los pasos contenidos en la flecha azul hacen referencia a la selección de la localización del proyecto y, por tanto, sus condiciones climáticas, mientras que la flecha amarilla contiene los diferentes resultados ofrecidos por esta herramienta.

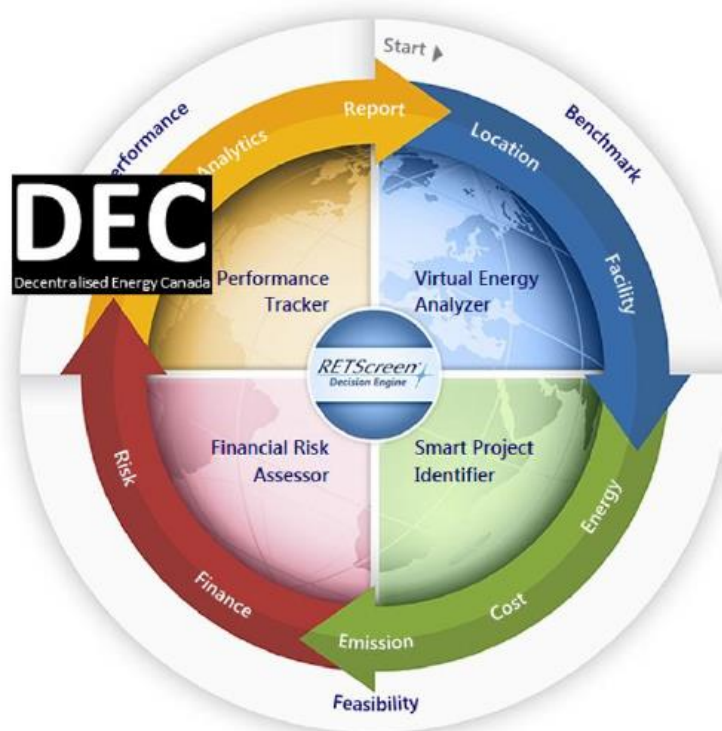


Figura 5-1: Menú principal de RETScreen Expert. Fuente: RETScreen Expert.

Con este programa se pretende reducir tanto el tiempo como el coste destinado a la identificación y evaluación de posibles inversiones en energía, facilitando la toma de decisiones y contribuyendo así a un mayor desarrollo de las energías renovables a nivel mundial y a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

La versión utilizada en este trabajo es la RETScreen Expert. Su descarga de la página del gobierno canadiense es totalmente gratuita, pero únicamente permite el modo espectador. Para poder trabajar con la versión completa, es necesario abonar la suscripción de seis meses por un precio de \$912,45.

RETScreen Expert es la última versión del programa y fue lanzada al mercado el 19 de septiembre de 2016. A diferencia de las versiones anteriores, RETScreen Expert cuenta con una plataforma integrada, no siendo necesario su uso en línea. RETScreen Expert utiliza arquetipos detallados y exhaustivos para la evaluación de proyectos, así como diversas bases de datos, que se encuentran a disposición de los usuarios. Entre ellas se incluyen la recopilación de los datos climáticos obtenidos por 6.700 estaciones terrestres y satélites de la NASA, y otras bases de datos hidrológicos, de proyectos y de comparación.

5.2 Análisis económico-financiero de la central de Mengíbar

La central de Mengíbar es una de las tres centrales escogidas como objeto del estudio de viabilidad llevado a cabo.

El presente capítulo se estructurará igual que los dos posteriores, dedicados a las otras dos centrales de pequeño tamaño analizadas. En primer lugar, se hará una breve descripción de la central, así como de las reformas realizadas durante su rehabilitación. Posteriormente se plasmarán todos estos datos en el programa RETScreen Expert, exponiéndose asimismo las distintas hipótesis tomadas para el análisis. Por último, se presentarán los resultados obtenidos para su comparación con los valores presentados en el documento de la Agencia Andaluza de la Energía, lo que se expresará en el capítulo de conclusiones.

5.2.1 La central de Mengíbar

En este apartado se llevará a cabo una breve descripción de la central de Mengíbar y se presentarán los datos a utilizar más adelante en el análisis económico realizado con el programa RETScreen Expert.

Por último, se mostrarán los resultados obtenidos, los cuales serán comparados con los datos ofrecidos por la Agencia Andaluza de la Energía.

5.2.1.1 Descripción y antecedentes de la central de Mengíbar

La central de Mengíbar se encuentra en el municipio de Jabalquinto, en Jaén, y consta de una presa y una central hidroeléctrica, cuya construcción se muestra en las siguientes imágenes.

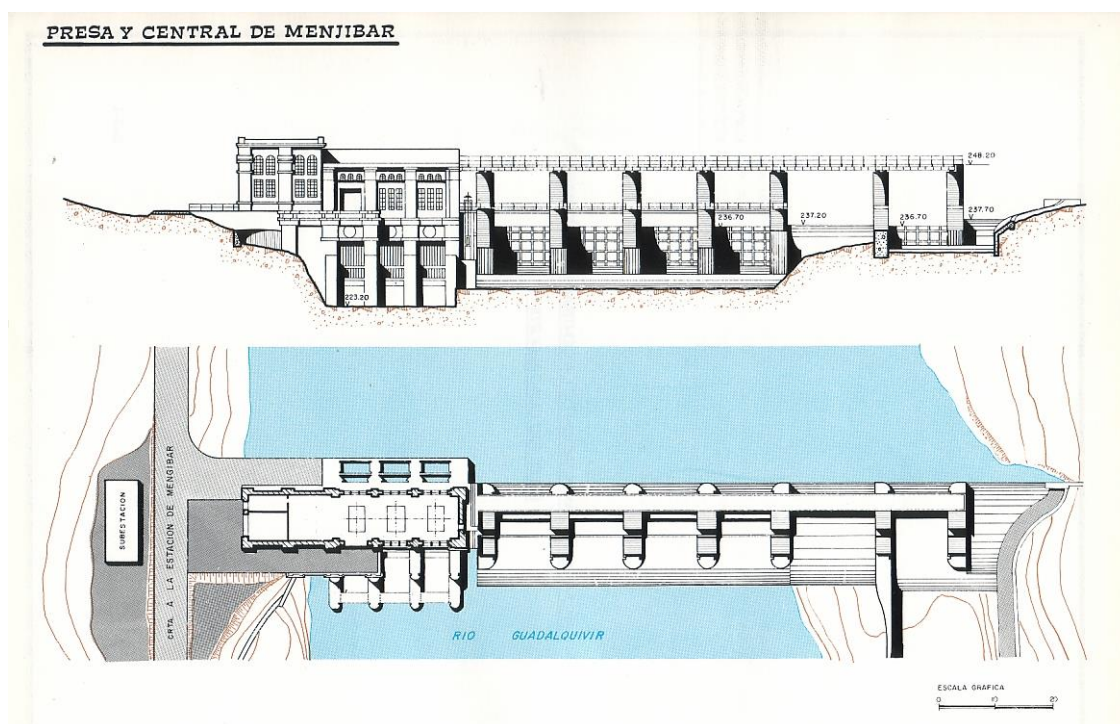


Figura 5-2: Planos de la presa y central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Ramón Abella Monserrat.



Figura 5-3: Construcción de las pilas de la Presa (1915). Fuente: Mengemor. [44]

Aunque la empresa que llevó a cabo la construcción de la central era MENGEMOR, nombre procedente de la unión de las iniciales de los apellidos de los tres ingenieros de Caminos socios de la compañía: Carlos MENdoza Sáez de Argandaña, Antonio González, Echarte y Alfredo MOReno Osorio, actualmente es Endesa la responsable de su explotación. También resulta interesante mencionar que Antonio Palacios, uno de los arquitectos españoles más originales, precursor del Art Decó en España y quien posteriormente llevaría a cabo la obra civil del Metro de Madrid, fue el arquitecto encargado del diseño de tal proyecto.

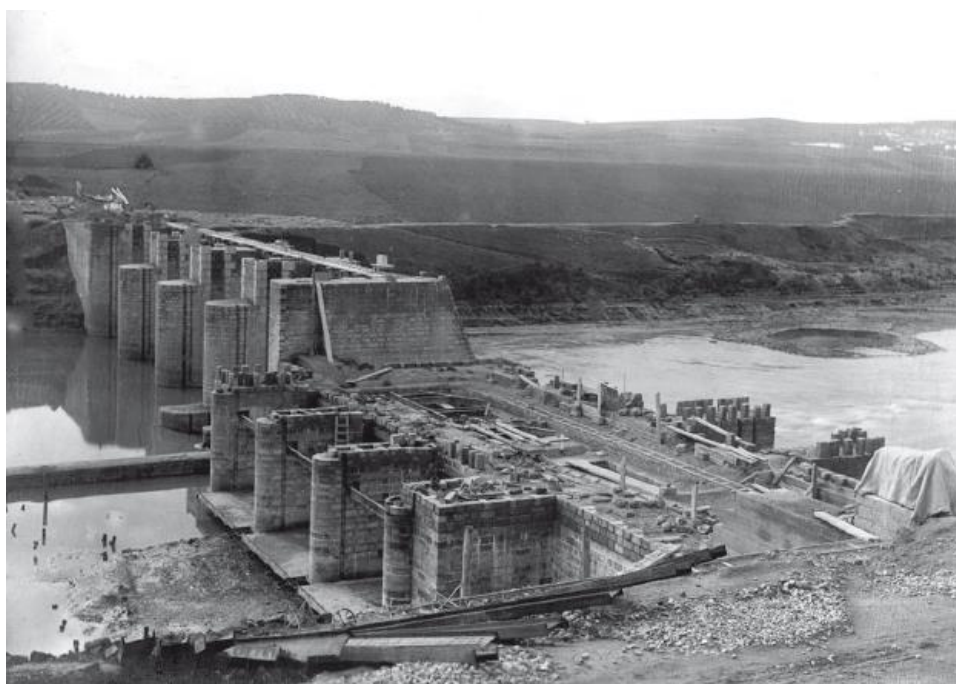


Figura 5-4: Construcción de planta de edificio de la Central (1915). Fuente: Anónimo. [44]

Se trata de una central fluyente que ocupa todo el margen del Guadalquivir a la altura de la autovía A-44, con una cuenca de 16.880 km², y que fue concebida con la misión de proveer de energía eléctrica a las zonas mineras de Linares y La Carolina, aunque terminó por convertirse en una edificación emblemática y un referente de la ingeniería española de principios del siglo XX.

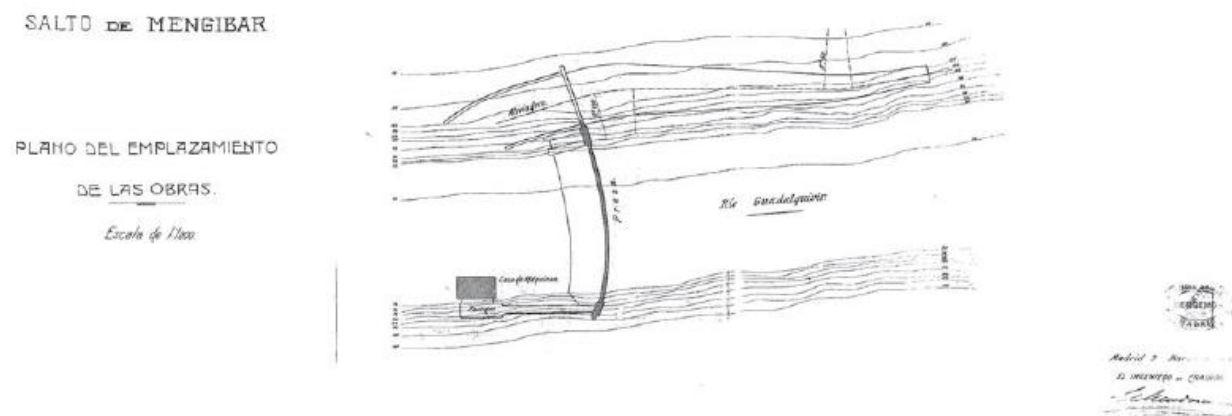


Figura 5-5: Plano del emplazamiento de las obras (1914). Fuente: Compañía Mengemor. [44]

La central de Mengíbar fue inaugurada el 30 de noviembre de 1916 por el Rey Alfonso XIII, convirtiéndose en un hito de la ingeniería moderna ya que se trataba de la primera central española construida con compuertas móviles. Este avance permitía que, en previsión de posibles inundaciones, fuera posible desembalsar de una manera controlada, puesto que, hasta entonces, las presas eran fijas con lo que, si se superaba su capacidad, se desbordaban. Así, de acuerdo con el escrito publicado por la Delegación Provincial de Jaén con motivo del centenario de la central, este edificio fue definido como *«un templo laico de la nueva religión de la ciencia, la tecnología y el progreso que emergía a comienzos del pasado siglo»* [44].

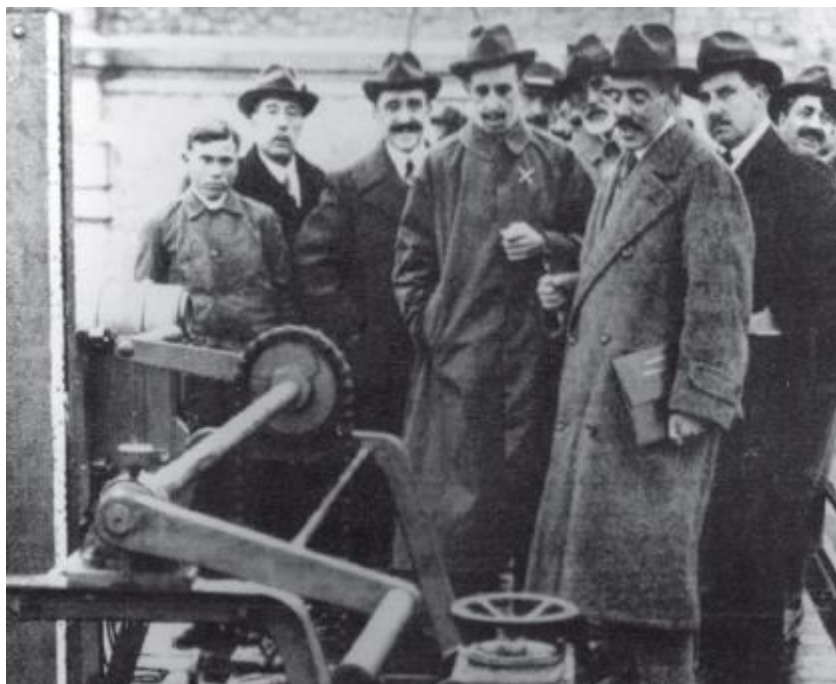


Figura 5-6: Inauguración de la presa por S.M. el Rey D. Alfonso XIII (1916). Fuente: Ramón Alba. [44]

Tras su inauguración, la central hidroeléctrica de Mengíbar contaba con tres turbinas Kaplan, cuyos alojamientos pueden observarse en la Figura 5-7. No obstante, las obras de rehabilitación de la misma comenzaron en 1973, momento en que estos fueron sustituidos por tres grupos bulbo como consecuencia de las ventajas que estos ofrecen y que han sido especificadas en los capítulos anteriores. Tras la modernización, dicha central volvió a entrar en funcionamiento en 1.975. De este modo, la Figura 5-8 muestra los planos de la central rehabilitada, en los que ya aparecen los nuevos bulbos.

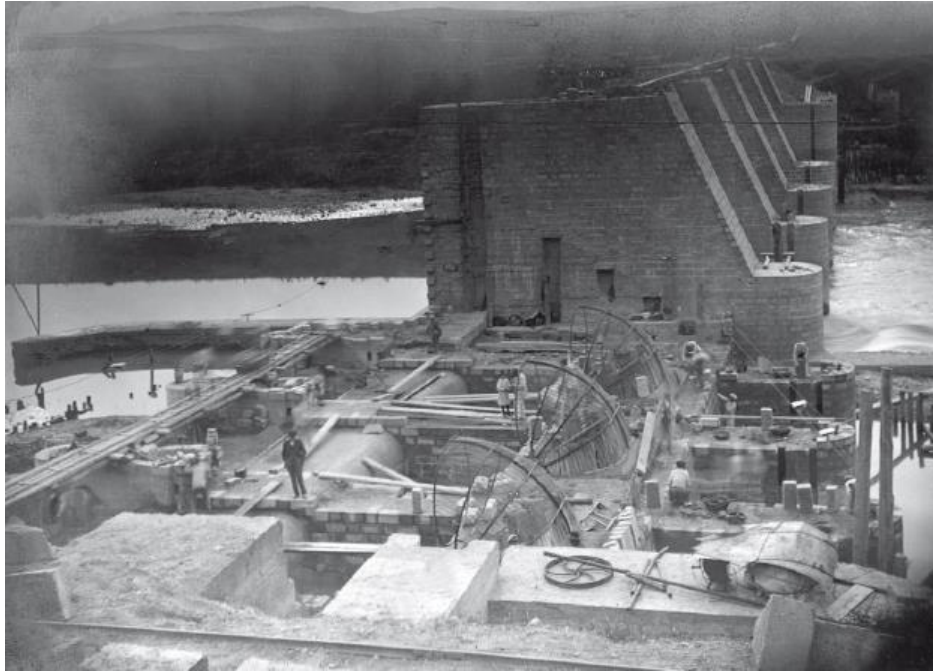


Figura 5-7: Presa levantada y fase de inicio de zona de alojamiento de turbinas hidráulicas (1915).

Fuente: Anónimo. [44]

Así, la central de Mengíbar se convirtió en la primera central andaluza con grupos bulbo, liderando el proyecto propuesto por Compañía Sevillana de Electricidad para la introducción de este tipo de grupos en otras pequeñas centrales en Andalucía como parte de modernización. No obstante, tal novedad conllevó diversas dificultades técnicas debidas al escaso nivel de experiencia con grupos bulbo, puesto que los instalados en la central de Mengíbar podían considerarse prototipos.

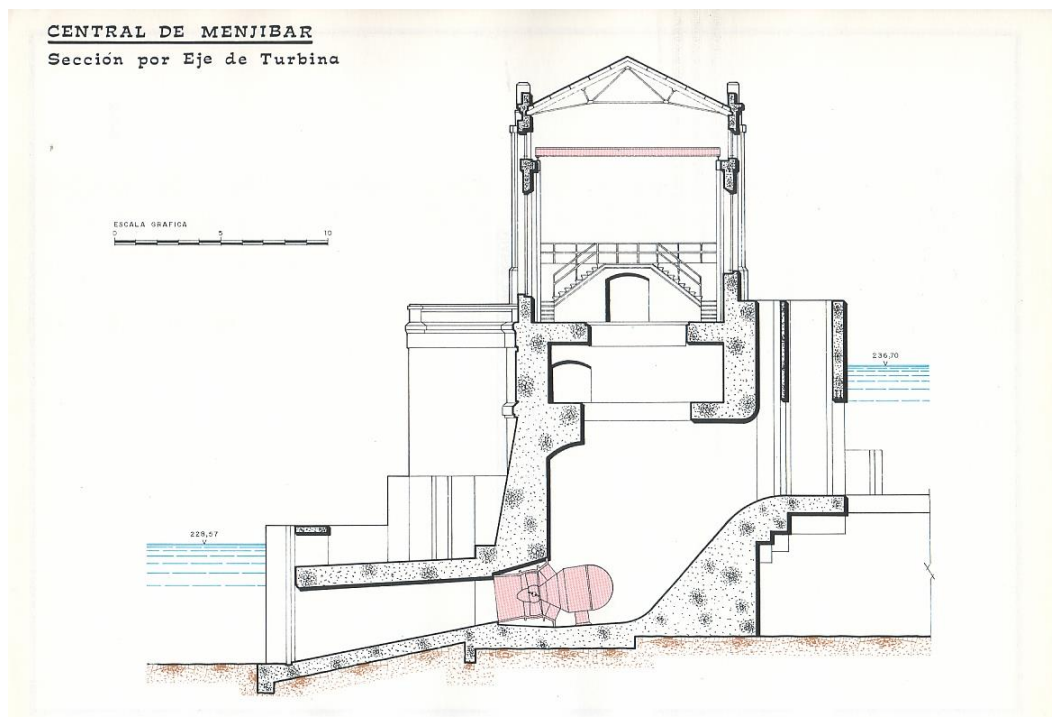


Figura 5-8: Perfil de la central hidroeléctrica de Mengíbar. Fuente: Sevillana de electricidad.[31].

Compañía Sevillana de Electricidad S.A., la cual había comprado MENGEMOR en 1951, llevó a cabo esta rehabilitación a causa de la rotura del aliviadero existente en el estribo izquierdo de la presa como consecuencia de la mayor riada conocida del río Guadalquivir y acaecida en 1963. Dicho incidente

dejó inactiva la central hidroeléctrica hasta que en 1968 se comenzó con el proyecto de reforma y ampliación.

Tal como se mencionó en el Capítulo 4, una de las intenciones de la modernización de la central de Mengíbar era la automatización de la misma para reducir los costes de mano de obra. De este modo, es interesante recalcar que esta central funciona actualmente de forma totalmente automática sin necesidad de que haya empleados, salvo durante las contadas averías que experimenta.

A continuación, se presentan, a modo de tablas, los datos relativos a los bulbos, a la presa y a la producción de la central, los cuales serán utilizados en el posterior desarrollo del trabajo.

	Bulbo	Total
Caudal (m³/s)	25	75
Potencia (MW)	1,4	4,2

Tabla 5-1: Datos de los bulbos de la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.

Salto	8,23 m	Cota máxima	236,7 m
Producción media anual	11.503 MWh	Cota mínima	229,16 m

Tabla 5-2: Datos relativos a la presa y la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.

Atendiendo a la potencia total producida por la central, inferior a los 10 MW, esta puede clasificarse como una central de pequeño tamaño, aunque no ha sido reconocida por las administraciones como una minicentral, con lo que no gozará de sus beneficios económicos y fiscales.

5.2.1.2 Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Mengíbar

En la parte superior del menú principal del programa RETScreen Expert, mostrado en la Figura 5-9, aparecen las distintas etapas que se seguirán en el desarrollo del análisis llevado a cabo en este proyecto.

Recordemos que, al utilizar la versión de observador en lugar de la de pago, no será posible guardar el archivo para abrirlo en otro momento.



Figura 5-9: Menú principal del programa RETScreen Expert.

• Ubicación

En esta primera fase, es necesario especificar la zona en que se ubica la instalación. Para ello, RETScreen Expert cuenta con una amplia base de datos climatológicos proporcionados por estaciones terrestres de todo el mundo y satélites de la NASA.

De este modo, el programa permite localizar la estación meteorológica más próxima a la central en estudio, tomando los datos climáticos procedentes de la misma como los relativos a la central. Para ello, se debe introducir en el buscador el nombre de la ubicación de la instalación o buscarla manualmente en el mapamundi que facilita esta fase del programa.

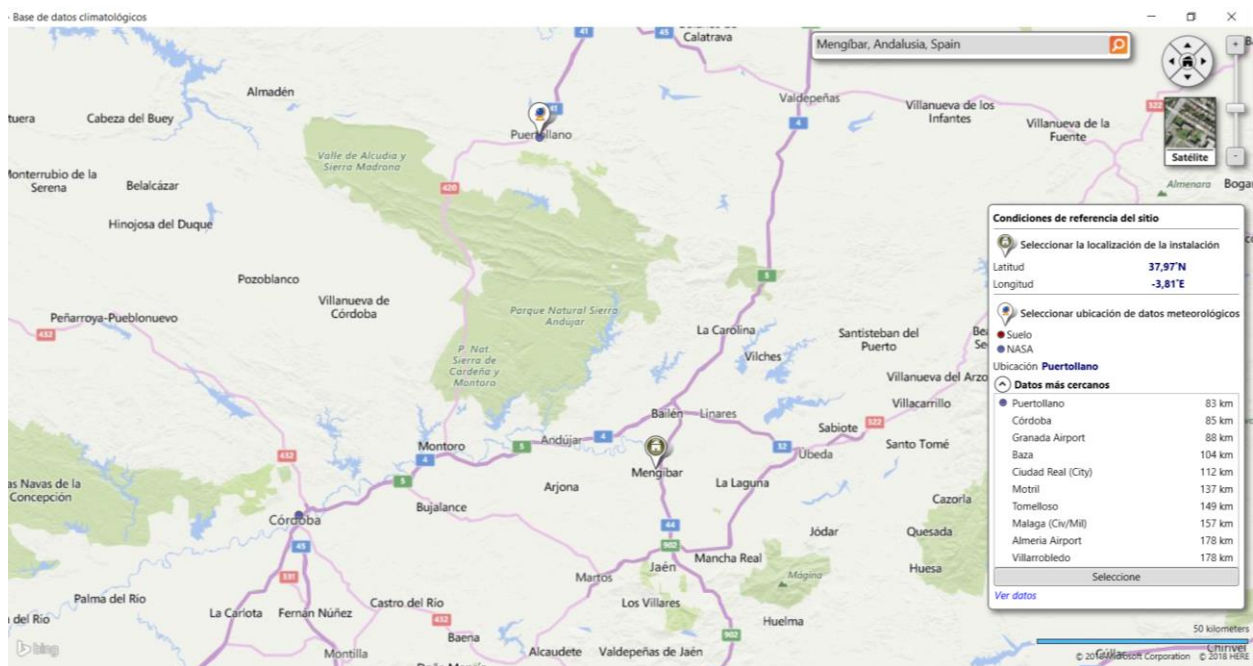


Figura 5-10: Buscador de la localización de la instalación.

Con estos datos climatológicos, procedentes, en este caso, de la estación meteorológica de Puertollano, el programa obtiene la información presentada en la Figura 5-11. Así, elabora una tabla con parámetros como la temperatura del aire, la del suelo, la humedad relativa, o la radiación solar, proporcionando valores tanto anuales como mensuales.

Condiciones de referencia del sitio

Ubicación de datos meteorológicos

España - Puertollano

Localización de la instalación

Spain - Andalucía - Mengibar

Leyenda

- Localización de la instalación
- Ubicación de datos meteorológicos



	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación	Fuente
Latitud		38,7	38,0	NASA
Longitud		-4,1	-3,8	NASA - NASA
Zona climática		4A - Mixto - Húmedo		NASA
Elevación	m	599	257	NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	0,8		NASA
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	30,8		NASA
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	24,0		NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m²/d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento 18 °C °C-d	Días-grado de enfriamiento 10 °C °C-d
Enero	6,1	72,9%	62,68	2,41	95,6	3,5	5,7	369	0
Febrero	7,6	65,5%	43,16	3,32	95,5	3,7	7,7	291	0
Marzo	11,1	53,0%	59,46	4,61	95,2	3,7	12,5	214	34
Abril	13,7	47,1%	57,84	5,50	94,9	3,7	16,4	129	111
Mayo	18,3	41,4%	59,83	6,40	94,9	3,7	22,6	0	257
Junio	23,9	32,6%	19,26	7,53	95,1	3,5	29,7	0	417
Julio	26,9	28,5%	5,00	7,70	95,1	3,5	33,0	0	524
Agosto	26,1	33,2%	9,79	6,78	95,1	3,5	31,3	0	499
Setiembre	21,9	44,6%	42,24	5,21	95,1	3,2	25,3	0	357
Octubre	16,5	56,8%	102,91	3,46	95,2	3,3	17,9	47	202
Noviembre	10,9	67,6%	70,92	2,48	95,3	3,3	11,0	213	27
Diciembre	7,5	73,5%	65,88	2,01	95,5	3,5	7,1	326	0
Anual	15,9	51,3%	598,97	4,79	95,2	3,5	18,4	1.588	2.428
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA
Medido a					m	10	0		

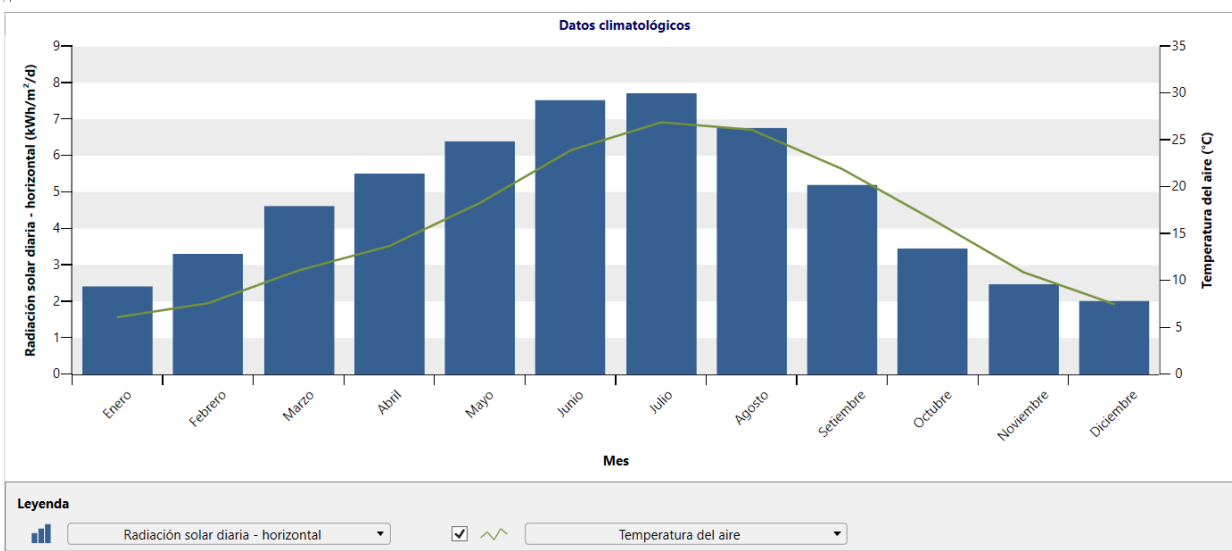


Figura 5-11: Datos climatológicos de la ubicación de la central.

Por último, el apartado de "Datos climatológicos" permite graficar dos de las variables anteriormente mencionadas con respecto al tiempo, pudiendo compararse. En este caso, se han representado la radiación solar diario y la temperatura del aire, observándose que están relacionadas proporcionalmente.

- **Instalación**

En esta pestaña del programa debe introducirse la información relativa a la central y a la tecnología que utiliza. Ofrece como opciones centrales de generación de potencia, industrias y edificios comerciales/públicos y residenciales.

Como el caso que nos ocupa se trata de una central hidroeléctrica, seleccionaremos, dentro de las centrales de generación, la opción de turbina hidráulica. Asimismo, especificaremos la compañía propietaria de la instalación que, tal como ya se ha mencionado anteriormente, es ENDESA.

RETScreen - Instalación Suscriptor: Visualización

Información de la instalación

Tipo de instalación	Central de generación
Tipo	Turbina hidráulica
Descripción	Descripción
Preparado para	ENDESA
Preparado por	Preparado por
Nombre de la instalación	Central de Mengibar
Dirección	Dirección
Ciudad/Municipalidad	Mengibar
Provin./Estado	Andalucía
País	España

(A photo of a dam is displayed on the right side of the form.)

Figura 5-12: Información de la central.

Esta fase del análisis también permite comparar los costes de producción de energía en €/kWh de las diferentes tecnologías de generación para unas determinadas condiciones de financiación y operación. Para ello, habrá que introducir el punto de referencia, el cual viene definido por defecto. No obstante, con la intención de hacer un estudio basado en los datos más reales y actuales de los que se dispone, este ha sido modificado por el valor aportado por el IDEA como el coste máximo de generación de centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW de acuerdo con la Tabla 5-3.

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de generación (cent €/kWh)	4,5 - 6,1	4,1 - 5,6

Tabla 5-3: Coste de generación de energía de centrales hidroeléctricas. Fuente: IDAE

RETScreen Expert es un software canadiense, por lo que utiliza el dólar como moneda por defecto. Sin embargo, nuestra central se encuentra en Europa, con lo que, con la misma intención de ceñirse a la realidad, se ha tomado la tasa de conversión actual entre el dólar y el euro.

Igualmente, para comparar los costes de los distintos tipos de centrales se ha supuesto una tasa de inflación acumulada del 0%.

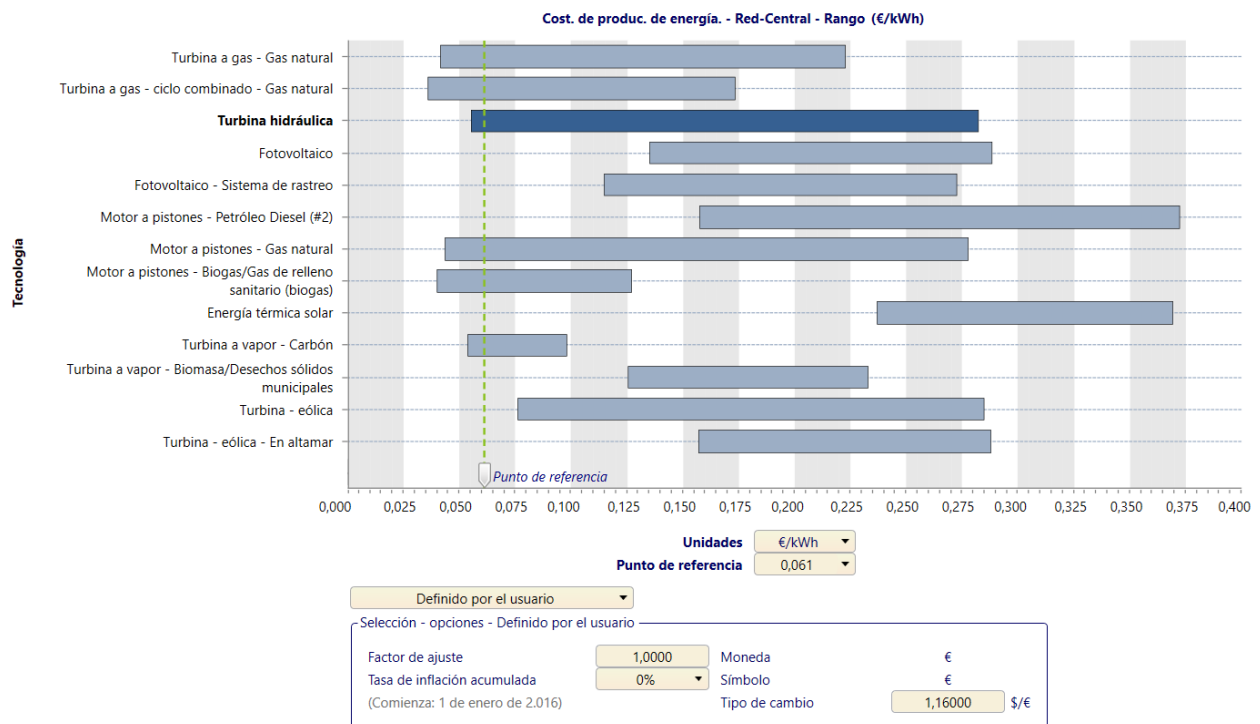


Figura 5-13: Comparativa de costes de generación entre diferentes tipos de centrales.

• Energía

Esta sección del programa se subdivide en tres apartados, aunque también permite hacer otro tipo de análisis para centrales de potencia, los cuales se muestran en la parte superior derecha de la pantalla. El primero de estos tres apartados se corresponde con la Figura 5-14, "Combustibles y horarios". Aquí habría que especificar el combustible utilizado en la central, así como su precio e información relativa al tipo de tarifa de exportación de electricidad al que la misma está sujeta.

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

Electricidad y combustibles

Tecnología

Electricidad

Turbina hidráulica

Resumen

¿Incluir sistema?

Combustibles

Combustibles

Tipo de combustible: Gas natural - m³

Precio del combustible - unidad: €/m³

Precio del combustible: 0,30

☒ Poder calorífico y precio del combustible

Electricidad

Tipo: Tarifa de exportación de electricidad - anual

Descripción: Electricidad exportada a la red - anual

Tarifa - unidad: €/kWh

Tarifa - anual: 0,0689

Figura 5-14: Apartado "Combustible y horarios" del análisis energético.

Al tratarse de una central hidroeléctrica, es decir, de producción renovable, no se hace uso de ningún tipo de combustible, por lo que los datos aportados en estos campos son irrelevantes. Con respecto al tipo de tarifa de exportación de electricidad, el programa permite escoger entre anual o mensual. En el

primer caso, el tomado en este caso, se mantiene el precio fijado en las siguientes casillas durante todo el año, mientras que, en el mensual, el precio varía cada mes.

Este análisis se está llevando a cabo con vistas a valorar la viabilidad de la inversión ya realizada en su rehabilitación por lo que cada coste o ingreso intenta ser lo más actual y real posible. Con esta intención, el precio de venta de la electricidad generada en la central de Mengíbar se ha tomado de la Tabla 5-4, del IDAE.

	Central fluyente	Central pie de presa
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.000 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	6,89 c€/kWh (1 ^{er} 25 años) 6,12 c€/kWh (resto)	6,89 c€/kWh (1 ^{er} 15 años) 6,12 c€/kWh (resto)
Coste mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kW	280.000 €/año 0,007 €/kW
Canon hidráulico		0,014 €/kW Grupo

Tabla 5-4: Precio de venta de energía producida en centrales hidráulicas. Fuente: IDAE.

Al no permitir el programa facilitar dos precios para diferentes intervalos de tiempo, se ha introducido el relativo a sus primeros 25 años de funcionamiento, el cual, siendo la central objeto de este estudio fluyente, es de 0,0689 €/kWh.

A continuación, si en el apartado denominado "Tecnología", clicamos en "Turbina hidráulica", en el menú de la izquierda, aparecerá la pantalla presentada en la Figura 5-15. Aquí se ofrecen dos niveles de estudio, siendo el número 2 más profundo que el 1. No obstante, debido a la falta de varios datos requeridos en el estudio más detallado, se ha optado por el nivel 1. De este modo, aunque no se pueden introducir muchos datos, aseguramos que los valores disponibles son precisos y no aproximaciones que devalúen el análisis realizado.

Sabiendo que, tras la rehabilitación llevada a cabo en 1975, la central de Mengíbar cuenta con 3 grupos bulbo de 1,4 MW cada uno, puede calcularse la capacidad de generación de la misma, la cual resulta ser de 4,2 MW. De acuerdo con datos proporcionados por ENDESA acerca de la producción energética de diversas centrales, conocemos la producción media anual de la central de Mengíbar, cuyo valor es de 11.503 MWh. A partir de la producción media anual y la capacidad de generación de la central, es posible calcular el factor de planta, que resulta en un 32%.

Igualmente, los costes anuales de operación y mantenimiento introducidos están basados en datos experimentales proporcionados por ENDESA, de acuerdo con los cuales estos alcanzan los 100.000 € anuales.

A partir del precio de venta de la electricidad previamente facilitado y la capacidad y el factor de planta de la central, el programa calcula el beneficio anual obtenido.

Archivo Ubicación Instalación **Energía** Costo Emisión Finanzas Riesgo Datos Analítica Informe Idioma Compartir

Electricidad y combustibles Electricidad ¿Incluir sistema? Combustibles Panel de control... Objetivo... Mostrar notas Mostrar imagen

Paso 1 - Combustibles y horarios Paso 2 - Tecnología Paso 3 - Resumen Opciones

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

Electricidad y combustibles

Tecnología

Electricidad

Turbina hidráulica

Resumen

¿Incluir sistema?

Combustibles

Turbina hidráulica

Descripción: Turbina hidráulica

Nota:

Nivel: Nivel 1 Nivel 2

Turbina hidráulica - Nivel 1

Capacidad de generación eléctrica: MW 4,2

Fabricante: Bulbo

Modelo: 3

Número de turbinas: 32%

Factor de planta: %

Costos iniciales: €/kW 23,81

Costo de O y M (ahorros): €/kW-año 100.002

Tarifa de exportación de electricidad: €/kWh 0,069

Electricidad exportada a la red: MWh 11.773

Ingresos por exportación de electricidad: € 811.190

Figura 5-15: Apartado "Turbina hidráulica" del análisis energético.

Por último, la pestaña "Electricidad" muestra resumidamente y a modo de tabla la información relativa a la producción eléctrica llevada a cabo en la central.

Central de generación - Turbina hidráulica

	Capacidad	Electricidad	Costos iniciales	Ingresos por exportación de electricidad	Costo del combustible	Costo de O y M (ahorros)	Pago simple de retorno del capital	¿Incluir sistema?
	kW	MWh	€	€	€	€	año	
Electricidad exportada a la red								
Electricidad								
Turbina hidráulica	4.200	11.773	0	811.190	0	100.002	0,0	<input checked="" type="checkbox"/>
Total	4.200	11.773	0	811.190	0	-100.002	0,0	

Figura 5-16: Apartado "Electricidad" del análisis energético.

Quedaría por comentar el apartado "Resumen" que, igualmente, reúne los datos anteriormente introducidos en el programa.

• Costo

En esta pestaña del análisis se deben introducir todos los costes iniciales, anuales y periódicos del proyecto, siendo estas las secciones que conforman dicha pestaña. Para ello, se hará uso del nivel 2 de análisis por los mismos motivos presentados en el apartado anterior, conseguir un estudio detallado pero también preciso.

Los datos referidos a los costes iniciales serán los propios de la rehabilitación realizada en 1975, en la cual simplemente se llevó a cabo el cambio de turbinas, por lo que la mayor parte de la inversión realizada se deberá a la adquisición y anclaje de los tres nuevos bulbos. Así, no se presentarán a continuación costes a causa de estudios de viabilidad del proyecto, construcción, componentes eléctricos, subestaciones eléctricas o líneas de transporte.

Desglosando los costes iniciales introducidos en el programa se observan los relativos al estudio de factibilidad, los cuales se deben únicamente al diseño preliminar de la instalación de las nuevas turbinas

y de la retirada de las turbinas Kaplan utilizadas previamente. Dentro de dicho diseño preliminar se incluye la estimación de los gastos que supondrá la rehabilitación, así como del tamaño, la disposición y la capacidad de los bulbos, pudiendo asegurar su compatibilidad con el resto de las instalaciones presentes en la central. Este coste se ha calculado asumiendo que dos trabajadores dedicaron cinco días a la elaboración de este estudio con un salario de 163 €/día, lo que resulta en un total de 1.630 €.

A continuación, se presentan los gastos de desarrollo, es decir, aquellos desembolsos realizados con vistas a proporcionar todos los requisitos no técnicos pero necesarios para comenzar la etapa de construcción. En este caso, estos desembolsos se han debido a la búsqueda y evaluación de las distintas opciones para financiar el proyecto (financiación del proyecto), y al apoyo legal y contable requerido en estas etapas del proyecto (Legal y contabilidad). Este último se ha calculado suponiendo un sueldo de 150 €/día para las dos personas que trabajaron en esta labor durante veinte días. Por lo tanto, sumando los 6.000 € del total de este coste a los 15.000 € propios de la financiación, resulta un coste final de desarrollo del proyecto de 18.000 €.

Los costes relativos a la ingeniería del proyecto incluyen los incurridos en el diseño de detalle de las obras a realizar. Una vez se ha asegurado la viabilidad del proyecto, así como su financiación y el cumplimiento de los requisitos legales, se procede a terminar la parte técnica del mismo. Para ello, se han invertido 85.000 € en el diseño mecánico, relacionado con el diseño e instalación de los bulbos, otros 60.000 € en el diseño eléctrico, ya que estos van conectados a la red eléctrica y es posible que se necesiten ciertas modificaciones, 5.000 € en el diseño civil, puesto que será necesario preparar el lugar en el que se anclarán los bulbos, actividad cuyo diseño también supone un coste de 10.000 €, y otros 10.000 € en licitaciones y contratos, es decir, toda aquella documentación necesaria en las negociaciones con los diferentes contratistas. Todo esto resulta en un gasto de ingeniería de 170.000 €.

El coste asociado al sistema eléctrico de potencia será exclusivamente el derivado de la compra de los nuevos bulbos. Conociendo la capacidad de los mismos, de 4.200 kW, y tomando un precio de 700 €/kW para este tipo de turbinas, este coste resulta ser de 2.940.000 €.

Por último, dentro de los gastos derivados del balance del sistema y misceláneos se incluyen los debidos al transporte de las turbinas Kaplan a remplazar y de los nuevos equipos a instalar (10.000 €), así como los asociados al entrenamiento y puesta en servicio de la central rehabilitada (220.000 €), al anclaje de los bulbos (6.000 €/bulbo) y a contingencias (167.982 €). Este último, asignado para posibles imprecisiones en el presupuesto, se ha estimado en un 5 % del coste total del proyecto. De este modo, los costes de misceláneos son de 415.982 €.

Tal como la Figura 5-17 permite observar, el sistema eléctrico conlleva el 82 % de los costes iniciales de la rehabilitación, seguido de los misceláneos que representan un 12% del mismo. Estas cantidades resultan del todo lógicas teniendo en cuenta que dicha rehabilitación incluía exclusivamente el cambio de turbinas, con las posibles modificaciones que esto pudiera suponer.

Paso 1 - Nivel de análisis						
Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.	
Estudio de factibilidad						
- Diseño preliminar	costo	1	€ 1.630	€ 1.630		
Subtotal:				€ 1.630	0,0%	
Desarrollo						
- Financiación del proyecto	costo	1	€ 15.000	€ 15.000		
- Legal y contabilidad	costo	1	€ 3.000	€ 3.000		
Subtotal:				€ 18.000	0,5%	
Ingeniería						
- Diseño mecánico	costo	1	€ 85.000	€ 85.000		
- Diseño eléctrico	costo	1	€ 60.000	€ 60.000		
- Diseño civil	costo	1	€ 5.000	€ 5.000		
- Licitaciones y contratos	costo	1	€ 10.000	€ 10.000		
- Diseño anclaje bulbos	costo	1	€ 10.000	€ 10.000		
Subtotal:				€ 170.000	4,8%	
Sistema eléctrico de potencia						
Turbina hidráulica	kW	4.200	€ 700	€ 2.940.000		
Caminos-accesos	km	0		€ -		
Línea de transmisión	km	0		€ -		
Subestación	proyecto	0		€ -		
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			€ -		
- Definido por el usuario	costo			€ -		
Subtotal:				€ 2.940.000	82,9%	
Balance del sistema y misceláneos						
Repuestos	%			€ -		
Transporte	proyecto	1	€ 10.000	€ 10.000		
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	1	€ 220.000	€ 220.000		
Contingencias	%	5,0%	€ 3.359.630	€ 167.982		
Intereses durante la construcción			€ 3.527.612	€ -		
- Anclaje bulbos	costo	3	€ 6.000	€ 18.000		
Subtotal:				€ 415.982	11,7%	
Costos iniciales totales				€ 3.545.612	100,0%	
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto		
Operación y Mantenimiento						
Mostrar datos				€ 168.000		
Partes y labor	proyecto	1	€ 12.000	€ 12.000		
-	costo			€ -		
Contingencias	%		€ 180.000	€ -		
Subtotal:				€ 180.000		
Ahorros anuales						
- Definido por el usuario	costo			€ -		
Subtotal:				€ -		
Costos periódicos (créditos)	Unidad	Año	Costo unit.	Monto		
- Costos periódicos	costo			€ -		
Fin de la vida del proyecto	costo			€ -		

Figura 5-17: Costes iniciales y anuales de la rehabilitación de Mengíbar.

Asimismo, los costes anuales propios del proyecto se corresponden con los asociados a la operación y mantenimiento de la central, los cuales son el resultado de la suma de los ya incluidos en el apartado "Energía" más aquellos debidos a la compra de recambios (12.000 €). Estos costes dependen

del grado de automatización de la central y del número de trabajadores colaborando en las actividades de mantenimiento.

• Emisión

Esta sección del programa calcula la cantidad de gases contaminantes que no son emitidos a la atmósfera como resultado del uso de fuentes de energías renovables para la producción de electricidad o, lo que es lo mismo, las emisiones que producirían otras fuentes de producción energética convencionales en la generación de la misma cantidad de energía que la central objeto de estudio.

Para este cálculo se ha escogido el nivel 1 y más básico ya que no influirá en los datos económicos, sino que simplemente ayudará a entender la trascendencia del uso de fuentes de energía renovables en sustitución de otras contaminantes. De este modo, será necesario introducir el país en que se ubica la central y el tipo de combustible con el que se quiere sustituir la fuente renovable. En este caso se ha escogido la opción "Todos los tipos", que representa una media de todos los posibles combustibles a elegir. Así, se obtendrá una aproximación de las emisiones que permita comparar, de un modo muy general, la contaminación causada por fuentes energéticas convencionales frente a las renovables.

Dependiendo de lo que se seleccione en estos dos campos, el programa dará un valor del factor de emisión, al que se le deben añadir las pérdidas de transmisión y transporte en las líneas de la electricidad generada. Este valor, de acuerdo con [45], es del 7 % en nuestro país.

Adicionalmente, este apartado ofrece una equivalencia de las emisiones no liberadas a la atmósfera con otras actividades contaminantes como las mostradas en las siguientes figuras (vehículos no utilizados, litros de gasolina o barriles de petróleo crudo no consumidos...).

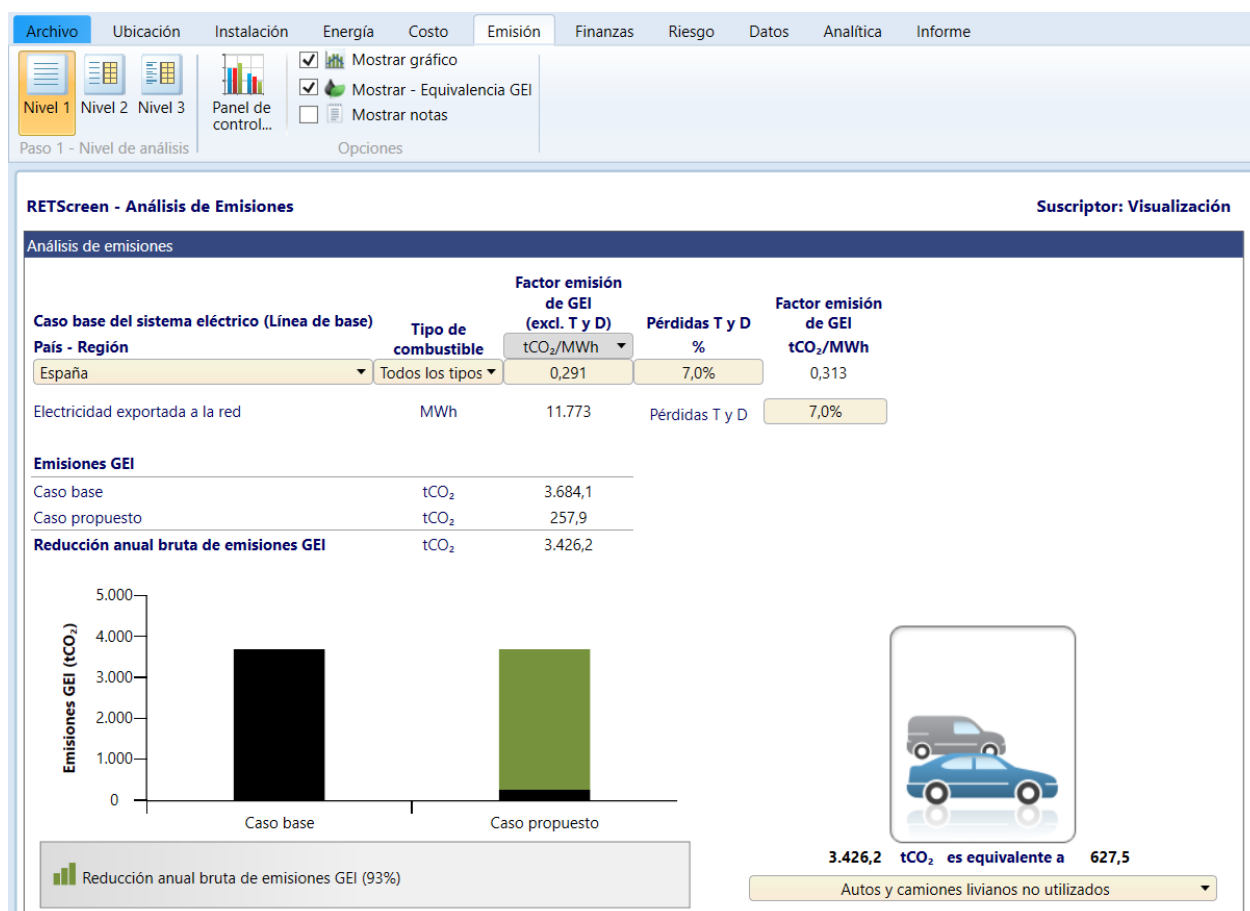


Figura 5-18: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con el número de vehículos no utilizados.



Figura 5-19: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con los litros de gasolina no consumidos.

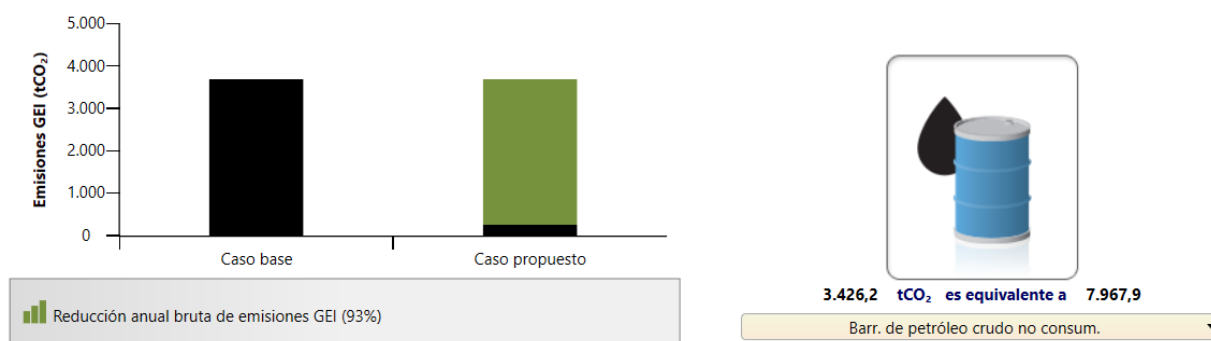


Figura 5-20: Equivalencia de la menor emisión de contaminantes debida al uso de energías renovables con los barriles de petróleo crudo no consumidos.

En la Figura 5-18 es posible observar la reducción anual bruta de emisiones de gases de efecto invernadero gracias al uso de una fuente renovable, como es el agua, en lugar de otras convencionales y contaminantes en la producción de energía, la cual es de 3.426,2 tCO₂. Esto equivale a las emisiones generadas por 627 vehículos o por el consumo de 1.472.140,5 litros de gasolina, lo que ilustra fácilmente el impacto del aprovechamiento de estas fuentes de energía limpia.

• Finanzas

Procedemos ahora a realizar el análisis financiero. Para ello, introduciremos en primer lugar una serie de parámetros financieros, los cuales serán explicados más adelante en el Capítulo 4.2.2.2, para, a continuación, obtener como datos de salida los relativos a la viabilidad financiera del proyecto.

En este caso haremos uso del nivel 2 de análisis, de modo que los resultados obtenidos sean lo más detallado posible.

De este modo, dentro de la sección dedicada a los ingresos anuales encontramos diferentes secciones como aquellos debidos a la exportación de electricidad. En apartados anteriores ya se introdujeron la cantidad de electricidad exportada a la red por la central, así como la tarifa a la que esta estaba sometida, por lo que el cálculo del ingreso es fácilmente calculable. Sólo faltaría especificar la tasa de escalamiento de exportación de electricidad, es decir, la tasa anual promedio de aumento de la tarifa de exportación de electricidad durante la vida del proyecto, la cual se ha estimado en un 1,5%.

Aunque previamente hemos observado que el uso de energías renovables supone una menor producción de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a la generación de la misma cantidad de energía por parte de tecnologías o fuentes convencionales, de acuerdo con la normativa española, presentada en el Capítulo 3.1, esta producción de energía limpia no conlleva ningún tipo de retribución económica.

El régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea (RCDE UE) limita la cantidad de gases de efecto invernadero que pueden emitirse. Este consiste en la emisión de un número determinado de derechos de emisión, otorgando cada uno de ellos al titular el derecho a emitir una tonelada de CO₂ o la cantidad equivalente de otro gas de efecto invernadero. No obstante, dentro de este número máximo de derechos emitidos, permite a los participantes en el sistema comprar y vender dichos derechos respecto a sus necesidades. La limitación en el número de derechos emitidos garantiza el mantenimiento de su valor.

Adicionalmente, este sistema permite a sus miembros utilizar créditos generados con proyectos de ahorro de emisiones, es decir, que tales créditos permiten aumentar la cantidad de emisiones por encima de la establecida por los derechos de emisión con los que cuente la compañía. Estos proyectos deben ser reconocidos oficialmente bajo el mecanismo de Implementación Conjunta (JI) del Protocolo de Kyoto (que abarca los proyectos realizados en países con un objetivo de reducción de emisiones según el Protocolo) o el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) (para proyectos realizados en países en desarrollo). [46]. No obstante, en ambos casos se trata de nuevos proyectos.

De este modo, el uso de fuentes renovables para la producción de energía eléctrica no reporta ningún beneficio económico como tal, aunque sí supone un ahorro a la empresa propietaria en cuanto a los derechos de emisión que debe poseer.

Archivo

Ubicación

Instalación

Energía

Costo

Emisión

Finanzas

Riesgo

Datos

Analítica

Informe

Idioma

Compartir

Suscribirse

Nivel 1

Nivel 2

Panel de control...

☒ Mostrar gráfico

☐ Exportar a archivo

☐ Mostrar notas

Copia - Nivel 1->2

Opciones

RETScreen - Análisis Financiero

Suscriptor: Visualizaci

Parámetros financieros

General

Tasa de inflación

Tasa de descuento

Reinvestment rate

Tiempo de vida del proyecto

Finanza

Incentivos y donaciones

Relación de deuda

Deuda

Capital

Tasa de interés de la deuda

Duración de deuda

Pagos de la deuda

Análisis de impuesto a la renta

Tasa efectiva del impuesto a la renta

¿Pérdidas a siguientes años?

Método de depreciación

Regla del medio año - año 1

Base tributaria de depreciación

Tasa de depreciación

¿Exención de impuesto disponible?

Duración - exención del impuesto

Ingresos anuales

Ingresos por exportación de electricidad

Electricidad exportada a la red

Tarifa de exportación de electricidad

Ingresos por exportación de electricidad

Tasa de escalamiento de exportación de electricidad

Ingresos por reducción GEI

Reducción bruta de GEI

Reducción bruta de GEI - 50 años

Ingresos por reducción GEI

Otros ingresos (costo)

Ingresos por producción de energía limpia (EL)

Costos | Ahorros | Ingreso

Costos iniciales

Estudio de factibilidad

Desarrollo

Ingeniería

Sistema eléctrico de potencia

Balance del sistema y misceláneos

Costos iniciales totales

Costos anuales/pagos de deuda

Operación y Mantenimiento

Pagos de la deuda - 15 años

Costos anuales totales

Ahorros e ingresos anuales

Ingresos por exportación de electricidad

Ingresos y ahorros anuales totales

Viabilidad financiera

TIR antes de impuestos - capital

MTIR antes de impuestos - capital

TIR antes - impuestos - activos

MTIR antes de impuestos - impuestos - activos

TIR luego de impuestos - capital

MTIR después de impuestos - capital

TIR luego de impuestos - impuestos - activos

MTIR después de impuestos - impuestos - activos

Pago simple de retorno del capital

Repago - capital

Valor Presente Neto (VPN)

Ahorros anuales en ciclo de vida

Relación Beneficio-Costo

Cobertura - servicio de deuda

Costo de reducción de GEI

Cost. de produc. de energía.

Flujos de caja anuales

Año

Antes-impuestos

Después-impuestos

Acumulado

#

€

€

€

0

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50

Figura 5-21: Ingresos anuales y viabilidad financiera del proyecto de rehabilitación de la central de Mengibar.

En la sección de viabilidad financiera aparecen los resultados del análisis realizado por RETScreen en forma de indicadores. De este modo, podemos observar la Tasa Interna de Retorno (TIR) antes y

después de impuestos tanto del capital del proyecto como de los activos del mismo. La TIR representa el rendimiento del interés proporcionado por el capital o los activos del proyecto durante su vida útil.

Otro de los indicadores que devuelve el programa es el Payback, expresado como el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a partir de los ingresos obtenidos (Pago simple de retorno del capital) y el tiempo necesario para recuperar sólo la parte financiada por la empresa propietaria (Repago).

Igualmente, el Valor Presente Neto (VAN) permite calcular el valor actual de los futuros flujos de caja, de modo que, si el valor resultante es superior a cero, significará que la central presenta beneficios mientras que, si es inferior, indicará pérdidas. Paralelamente, que la relación beneficio-coste resulte superior a uno, también indica la rentabilidad del proyecto. De igual manera, la cobertura de deuda, calculada como la división de los ingresos entre los pagos de deuda, representa la capacidad del proyecto para generar beneficios que permitan hacer frente a la deuda, con lo que un valor mayor a uno ayuda a asegurar la viabilidad financiera del proyecto.

Los ahorros anuales en ciclo de vida representan la cantidad de dinero ahorrada anualmente, la cual se ha calculado a partir del VAN, la tasa de descuento y el tiempo de vida del proyecto.

El último indicador proporcionado por el programa es el coste de producción de energía, que representa el precio al que habría que vender la electricidad para obtener un VAN nulo, es decir, no presentar ni pérdidas ni ganancias. El valor de este indicador (0,036 €/kWh) es muy inferior a la tarifa real de exportación de electricidad (0.0689 €/kWh), con lo que hay un amplio margen de seguridad.

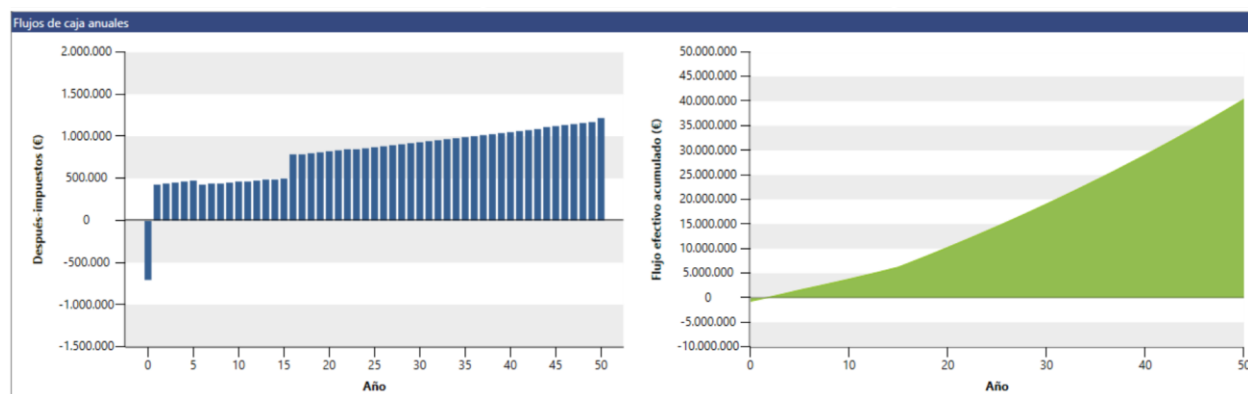


Figura 5-22: Gráficas de los flujos de caja anuales.

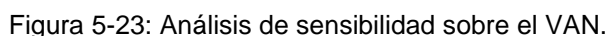
RETScreen muestra también los flujos de caja anuales, tanto numéricamente como en forma de gráficas. Así, la Figura 5-22 muestra los flujos después de impuestos y acumulados. En la primera gráfica es posible apreciar la fuerte inversión inicial, así como el efecto de la exención de impuestos durante los primeros cinco años y la finalización del pago de deuda a los 15. No obstante, en la gráfica dedicada a los flujos acumulados se observa la recuperación de la inversión en un periodo inferior a los cinco años, lo que coincide con el Payback resultante.

- Riesgo**

La última pestaña que contiene el software de RETScreen Expert es el análisis de sensibilidad y riesgo, que permite anticipar la viabilidad económico-financiera del proyecto ante variaciones en diversos parámetros. De este modo, alterando algunos de los parámetros técnicos y financieros clave antes comentados, es posible estimar el comportamiento o la tendencia de los indicadores financieros más importantes.

Este análisis de sensibilidad puede realizarse sobre el retorno de capital (repago), la TIR antes de impuestos del capital o de los activos, el VAN y los costes de producción de energía. Asimismo, el programa solicita que se le indique un rango de sensibilidad, representando este el porcentaje máximo de variación a aplicar a cada uno de los parámetros escogidos y que, por lo tanto, aparecerán en las tablas

Al realizarse este análisis sobre el VAN, el valor escogido para el umbral ha sido el cero, ya que, si el VAN fuera negativo, el proyecto no sería recomendable económicamente. Tal como la Figura 5-23 permite observar, el proyecto de la rehabilitación de la central de Mengíbar dejaría de ser viable si la tarifa de exportación de electricidad se redujera un 50 % y, al mismo tiempo, la inversión realizada aumentara de un 25 % en adelante. Igualmente, tampoco aceptaría que la electricidad producida se redujera un 50 % en caso de que los costes de operación y mantenimiento se incrementaran en un 50 %.



Para ello, el programa utiliza el método de Monte Carlo, para cuya elaboración es necesario establecer el número de combinaciones a realizar y la aleatoriedad del valor inicial. Así, el método calcula

estadísticamente el valor final de una serie de parámetros sujetos a la variabilidad de los parámetros previamente expuestos.

A este respecto, es importante mencionar que el rango de variación establecido para los parámetros a estudiar en este análisis es igual al 50 % en todos los casos a excepción de la relación de deuda, cuyo valor sólo puede moverse dentro de un rango del 25 %, ya que en caso contrario se superaría su valor máximo del 100 %. Es decir, como hemos visto, la relación de deuda es la relación entre la parte de la inversión que es financiada y la que es aportada por el propietario, con lo que nunca podrá superar el 100 %.

Tras la realización de dicho análisis, los resultados son representados gráficamente, mostrando en el eje vertical los parámetros de entrada ordenados de mayor a menor y, en el horizontal, el impacto, medido en términos de desviación estándar (cuánto pueden alejarse los valores respecto de la media), de cada uno de ellos sobre el indicador seleccionado, en este caso, el VAN. El sentido positivo o negativo de la desviación estándar que toma el indicador representa la relación entre este y dicho parámetro. Por ejemplo, la tarifa de exportación de electricidad presenta una desviación positiva, lo que indica que, si esta aumenta, el VAN también lo hará.

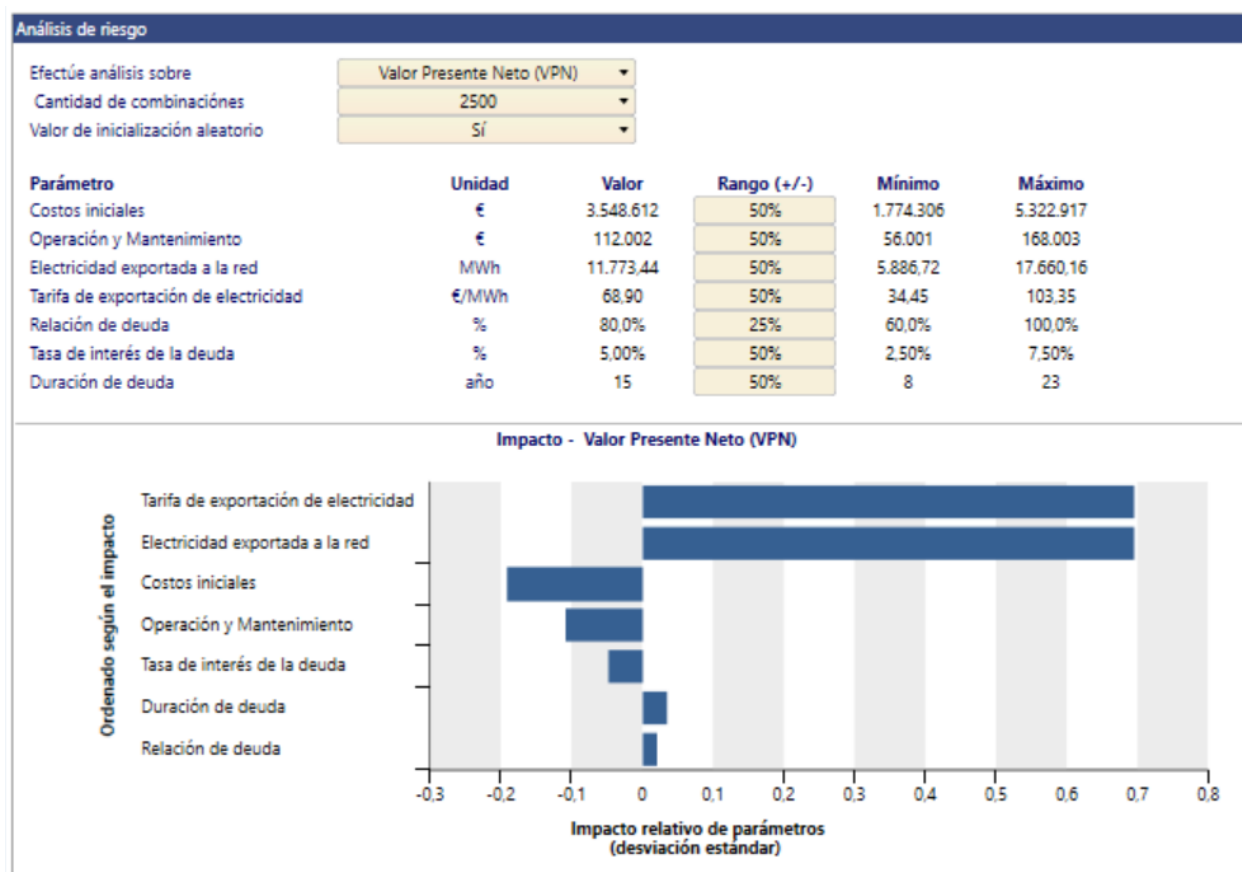


Figura 5-24: Análisis de riesgo sobre el VAN.

Tal como los valores presentados en esta pestaña, así como los contenidos en la relativa a las finanzas, permiten observar, todos los indicadores coinciden en la viabilidad de la central de Mengíbar. La inversión parece del todo rentable, no viéndose alterada su rentabilidad a no ser que el precio de venta de la electricidad o la energía producida sufran una gran variación, del 50% en adelante.

TIR del capital después de impuestos	62,8 %
VAN	5.545.478 €
Payback (recuperación inversión inicial)	5,1 años

Tabla 5-5: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Mengíbar.

5.2.2 La central de Valtodano

A continuación, se procederá siguiendo el mismo esquema indicado para el estudio de la central de Mengíbar. En primer lugar, se realizará una breve descripción sobre la central de Valtodano para después proceder con el análisis económico-financiero en RETScreen Expert.

5.2.2.1 Descripción y antecedentes de la central de Valtodano

La central hidroeléctrica de Valtodano está situada en la orilla del río Guadalquivir, poco antes de su paso por Andújar (Jaén). Se trata de una central fluyente que cuenta con una presa de pequeño embalse, la cual ocupa todo el cauce del río.

Esta central entró en funcionamiento en 1.919, cuando MENGEMOR la arrendó para su explotación durante 10 años. En ese momento dicha central estaba formada por tres turbinas Kaplan. En 1.980 fue rehabilitada, manteniendo la edificación original pero cambiando los tres grupos por tres turbinas de hélice que, como se ha mencionado anteriormente, resultan más apropiadas para centrales de pequeño tamaño, principalmente debido a su precio más económico.

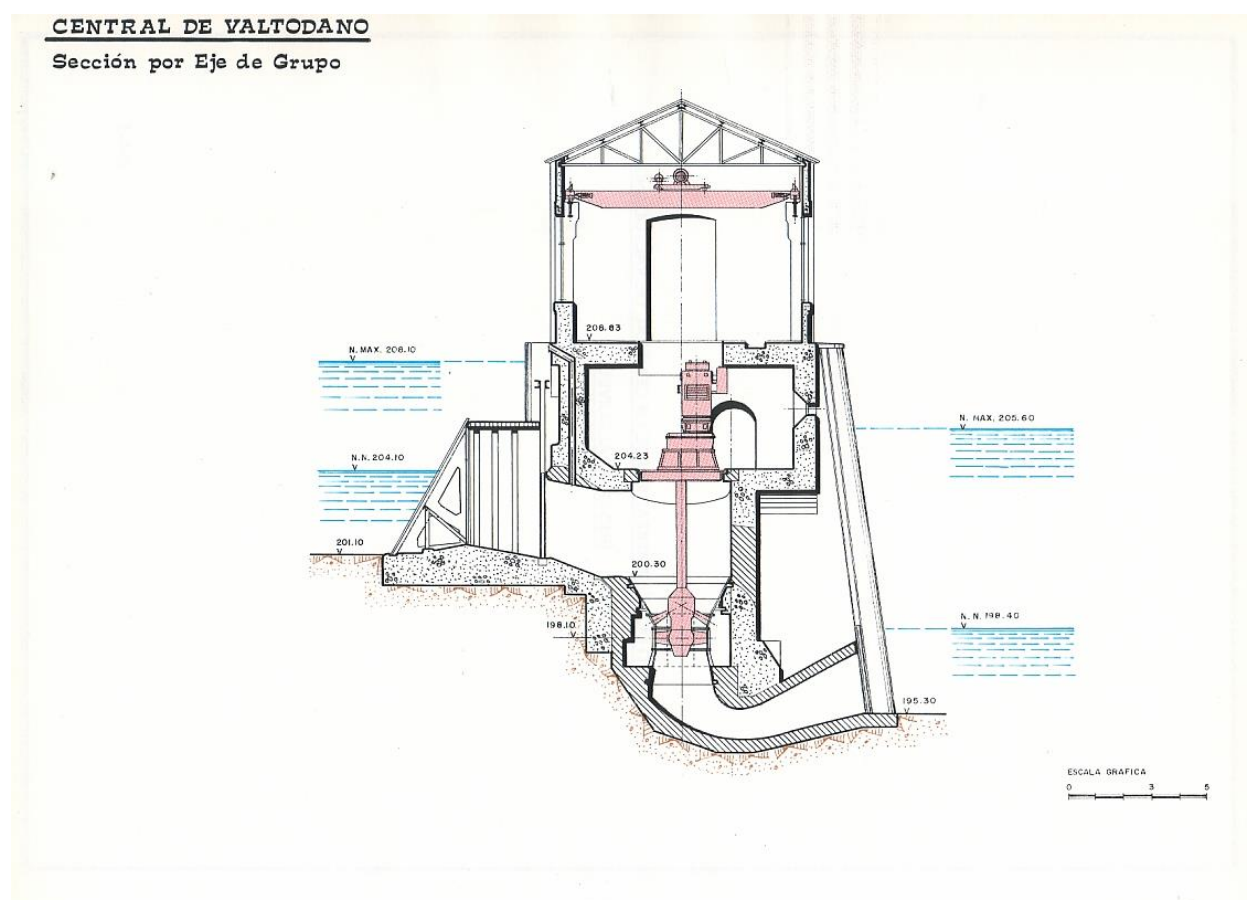


Figura 5-25: Sección de la central de Valtodano. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

Tal como se ha expuesto en el Capítulo 4, la idea original era sustituir las turbinas Kaplan instaladas en un principio por grupos bulbo. No obstante, los costes asociados a este tipo de grupos se elevaron debido al perfeccionamiento de la tecnología, alcanzando el triple de lo presupuestado para los grupos adquiridos para la central de Mengíbar. Como consecuencia, se optó por instalar turbinas de hélice ya que resultaban más económicas.

Al igual que en la introducción realizada sobre la central de Mengíbar, a continuación se presentan, a modo de tablas, algunos datos relativos a los grupos de turbina, a la presa y a la producción de la central, los cuales serán utilizados en el posterior desarrollo del trabajo.

	T. Hélice	Total
Caudal (m³/s)	23	69
Potencia (MW)	1,05	3,15

Tabla 5-6: Datos de los grupos de la central de Valtodano. Fuente: Endesa.

Salto	6 m
Producción media anual	8.521 MWh

Tabla 5-7: Datos de la presa de la central de Mengíbar. Fuente: Endesa.

5.2.2.2 Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Valtodano

Como en el Capítulo 4.2.1.2. de este mismo trabajo ya se han expuesto con detalle cada uno de los pasos a realizar en el desarrollo de este análisis con la herramienta RETScreen Expert, así como el significado de cada uno de los campos a completar, en este apartado se comentarán exclusivamente las diferencias con respecto a la central de Mengíbar.

- **Ubicación**

Al igual que en el caso de la central de Mengíbar, tras introducir la localización de la central en estudio, es posible determinar cuál es la estación meteorológica más próxima, de la cual se obtendrán los datos climáticos necesarios para llevar a cabo el estudio económico-financiero.

Como ya se ha mencionado, la central de Valtodano se encuentra en Andújar, siendo la estación meteorológica más cercana la de Córdoba. Ambas ubicaciones, así como los datos obtenidos, se muestran en la Figura 5-26.

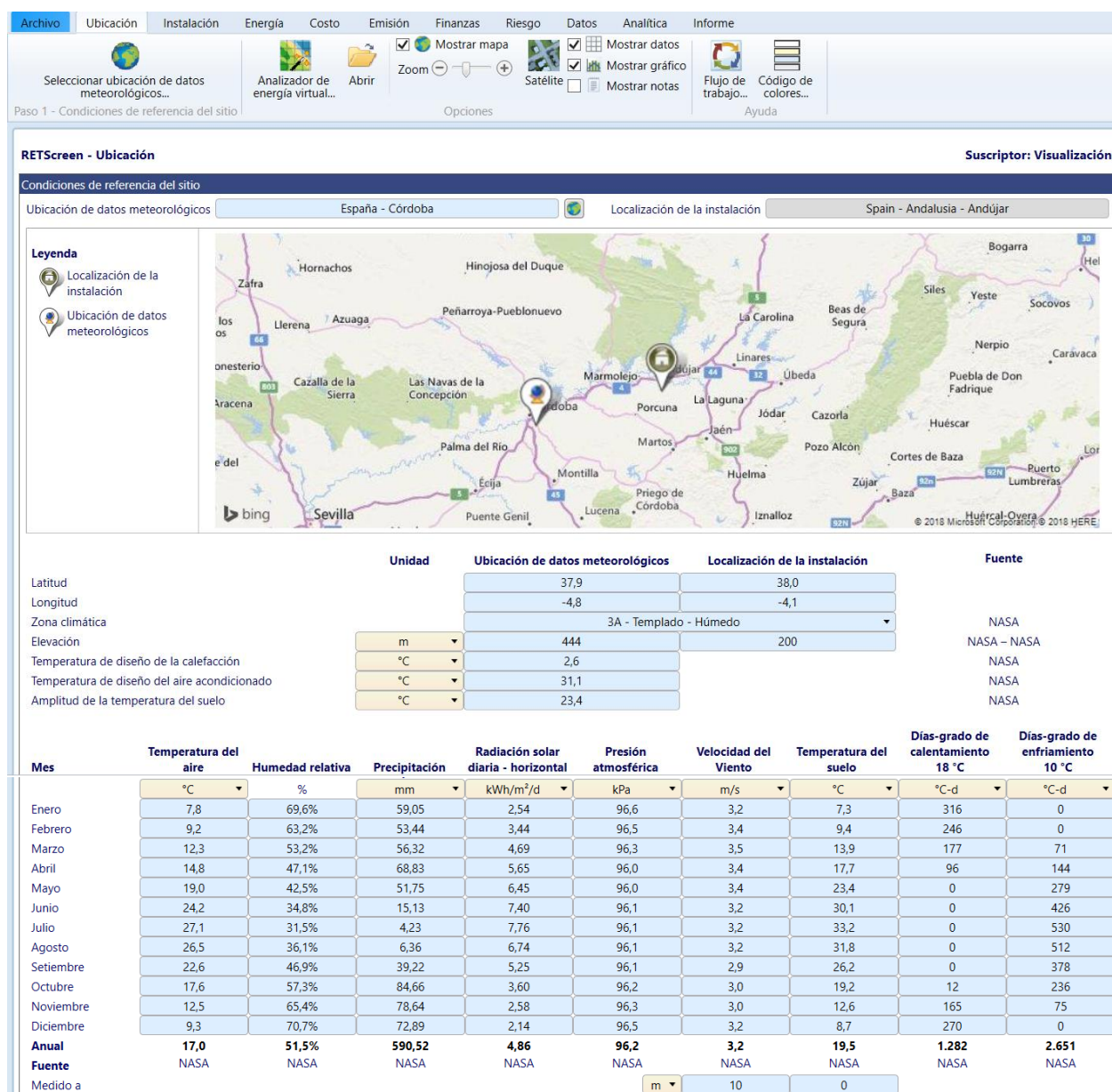


Figura 5-26: Datos climatológicos de la ubicación de la central de Valtodano.

• Instalación

Nuevamente, en esta pestaña del programa seleccionaremos las características de nuestra central. Al tratarse de una central hidroeléctrica, escogeremos las opciones de "Central de generación" y "Turbina hidráulica".

Asimismo, introduciremos los datos relativos a su localización y a la empresa propietaria, la cual, al igual que en la central de Mengíbar, es ENDESA.

Archivo Ubicación Instalación Energía Costo Emisión Finanzas Riesgo Datos Analítica Informe Idioma

Punto de referencia Factibilidad Rendimiento Todos Ocultar comparación

Paso 1 - Tipo de análisis Paso 2 - Punto de referencia

Mostrar notas Mostrar imagen Seleccionar imagen... Ajustar de imagen... Conservar relación de aspecto

Flujo de trabajo... Código de colores... Base de datos de comparación... Ayuda

RETScreen - Instalación Suscriptor: Visualización

Información de la instalación

Tipo de instalación: Central de generación
Tipo: Turbina hidráulica
Descripción: Descripción

Preparado para: ENDESA
Preparado por: Preparado por

Nombre de la instalación: Central de Valtodano
Dirección: Dirección
Ciudad/Municipalidad: Andújar
Provin./Estado: Andalucía
País: España




Figura 5-27: Información de la central de Valtodano.

A continuación, siguiendo lo expuesto en este mismo apartado aplicado a la central de Mengíbar, el programa permite introducir los costes de producción de energía de la central, la conversión de moneda ya que el programa utiliza el dólar y la tasa de inflación acumulada. Todos estos valores se han mantenido iguales a los presentados previamente para la central de Mengíbar, es decir, la conversión actual de moneda y el coste de producción de energía establecido por el IDEA para centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW (Tabla 5-3).

• Energía

Comenzando por el primero de los tres apartados que componen esta parte del análisis, "Combustibles y horarios", de nuevo no será necesario introducir ninguna información relativa al combustible utilizado ya que se trata de una central hidroeléctrica y, por lo tanto, hace uso de una fuente renovable para la producción de energía.

En cuanto al tipo de tarifa de exportación de electricidad y al precio de venta de energía, se han mantenido los valores introducidos para la central de Mengíbar. Es importante recordar que el precio de venta de energía se ha tomado de la Tabla 5-3, procedente del IDEA.

Archivo Ubicación Instalación Energía Costo Emisión Finanzas Riesgo Datos Analítica Informe

Electricidad y combustibles Electricidad ¿Incluir sistema? Combustibles Panel de control... Objetivo...

Paso 1 - Combustibles y horarios Paso 2 - Tecnología Paso 3 - Resumen

Mostrar notas Mostrar imagen Energía Distrital Combustible definido por el usuario

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

Electricidad y combustibles

Tecnología

Electricidad

Turbina hidráulica

Resumen

¿Incluir sistema?

Combustibles

Combustibles

Tipo de combustible: Gas natural - m³
Precio del combustible - unidad: €/m³
Precio del combustible: 0,30
Poder calorífico y precio del combustible

Electricidad

Tipo: Tarifa de exportación de electricidad - anual
Descripción: Electricidad exportada a la red - anual
Tarifa - unidad: €/kWh
Tarifa - anual: 0,0689

Figura 5-28: Apartado "Combustible y horarios" del análisis energético de la central de Valtodano.

Posteriormente, en el nivel 1 del apartado "Tecnología", se introducen los datos presentados en la Figura 5-29. Tras la rehabilitación de la central de Valtodano, proyecto cuya viabilidad se estudia en este análisis económico-financiero, la central contaba con tres grupos de turbina de hélice con una capacidad total de 3 MW. Gracias a los datos proporcionados por ENDESA, sabemos que la producción media anual de la central es de 8.521 MWh, con lo que el factor de planta resulta del 34%.

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Compartidos y horarios

- Electricidad y combustibles

Tecnología

- Electricidad
 - Turbina hidráulica

Resumen

- ¿Incluir sistema?
- Combustibles

Turbina hidráulica

Descripción: Turbina hidráulica

Nota:

Turbina hidráulica - Nivel 1

Capacidad de generación eléctrica: 3 MW

Fabricante: Hélice

Número de turbinas: 3

Factor de planta: 34%

Costos iniciales: €

Costo de O y M (ahorros): €33.34/kW-año

Tarifa de exportación de electricidad: €0.069/kWh

Electricidad exportada a la red: 8.935 MWh

Ingresos por exportación de electricidad: €615.635

Figura 5-29: Apartado "Turbina hidráulica" del análisis energético de la central de Valtodano.

Al igual que en el análisis de la central de Mengíbar, los costes anuales de operación y mantenimiento introducidos son de 100.000 € anuales, lo que se basa en datos experimentales proporcionados por ENDESA.

A partir del precio de venta de la electricidad previamente facilitado y la capacidad y el factor de planta de la central, el programa calcula el beneficio anual obtenido.

Por último, la pestaña "Electricidad" presenta resumidamente en una tabla la información relativa a la producción eléctrica llevada a cabo en la central.

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

	Capacidad	Electricidad	Costos iniciales	Ingresos por exportación de electricidad	Costo del combustible	Costo de O y M (ahorros)	Pago simple de retorno del capital año	¿Incluir sistema?
	kW	MWh	€	€	€	€		
Electricidad exportada a la red								
Electricidad								
Turbina hidráulica	3.000	8.935	0	615.635	0	100.020	0.0	<input checked="" type="checkbox"/>
Total	3.000	8.935	0	615.635	0	-100.020	0.0	

Figura 5-30: Apartado "Electricidad" del análisis energético de la central de Valtodano.

- **Costo**

Esta parte del análisis recoge los costes iniciales, anuales y periódicos del proyecto.

Tal como se ha expuesto previamente, este análisis estudia la viabilidad de la rehabilitación de la central de Valtodano en 1.980, por lo que los costes iniciales introducidos serán los relativos a dicha rehabilitación, en la cual simplemente se llevó a cabo el cambio de turbinas Kaplan a turbinas de hélice, más apropiadas para centrales de pequeño tamaño como la que nos ocupa. Por lo tanto, la mayor parte de la inversión realizada se deberá a la adquisición e instalación de las turbinas. Así, al igual que en el estudio de la central de Mengíbar, no se presentarán a continuación costes a causa de estudios de viabilidad del proyecto, construcción, componentes eléctricos, subestaciones eléctricas o líneas de transporte.

Como los campos a rellenar y los datos utilizados como referencia son los mismos que se han utilizado y explicado en detalle previamente para la central de Mengíbar, a continuación sólo se mencionarán aquellos valores que sean diferentes. De este modo, la única diferencia recogida en los apartados de "Estudio de factibilidad", "Desarrollo" e "Ingeniería" es que, en el caso de la central de Valtodano, al contar con turbinas de hélice en lugar de bulbos, no será necesario el diseño del anclaje de los bulbos. Igualmente, y por el mismo motivo, en el apartado de "Balance del sistema y misceláneos", no se tendrá ningún costo asociado al anclaje de los bulbos.

Todo esto ha quedado contemplado en la Figura 5-31, donde puede observarse que los costes derivados del sistema eléctrico suponen alrededor de un 80% del total de la inversión, mientras que los misceláneos, en segundo lugar, representan el 13,5%. Nuevamente, recordando la naturaleza de la rehabilitación, estas proporciones resultan del todo lógicas.

Adicionalmente a los costes iniciales, este apartado también recoge los costes anuales asociados al proyecto, los cuales se corresponden con la operación y mantenimiento de la central. Estos costes serán la suma de los ya introducidos en el apartado "Energía" más aquellos debidos a la compra de recambios (12.000 €). Es importante recordar que estos costes están íntimamente ligados al grado de automatización de la central y al número de trabajadores colaborando en las actividades de mantenimiento.

Figura 5-31: Costes iniciales y anuales de la rehabilitación de la central de Valtodano.

- **Emisión**

Siguiendo las instrucciones presentadas en el Capítulo 4.2.1.2., este apartado del programa RETScreen Expert obtiene las emisiones que emitiría una central de producción de energía convencional y que, gracias al uso de fuentes renovables, no están siendo emitidas a la atmósfera. Tales emisiones se muestran en las siguientes figuras como su equivalencia con diferentes actividades contaminantes.

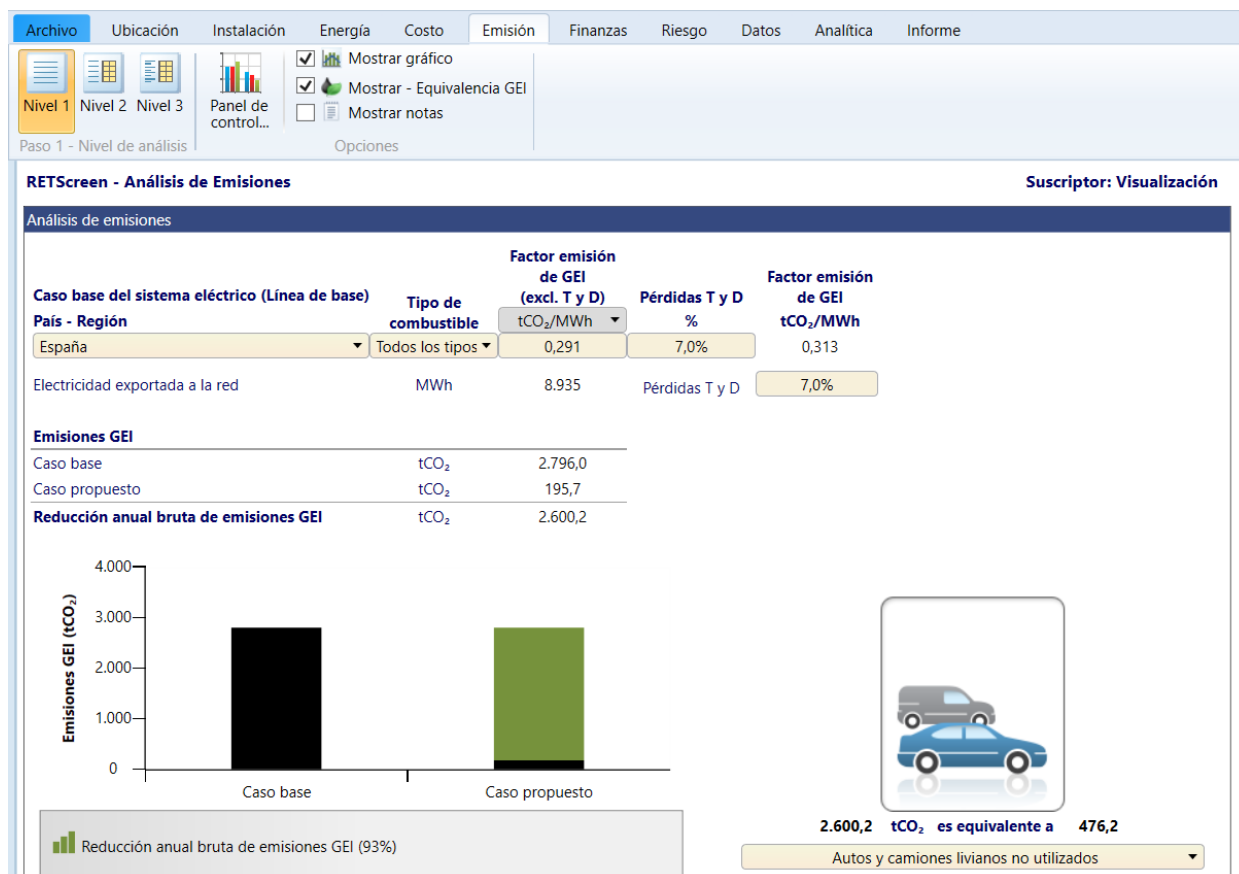


Figura 5-32: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Valtodano con el número de vehículos no utilizados.

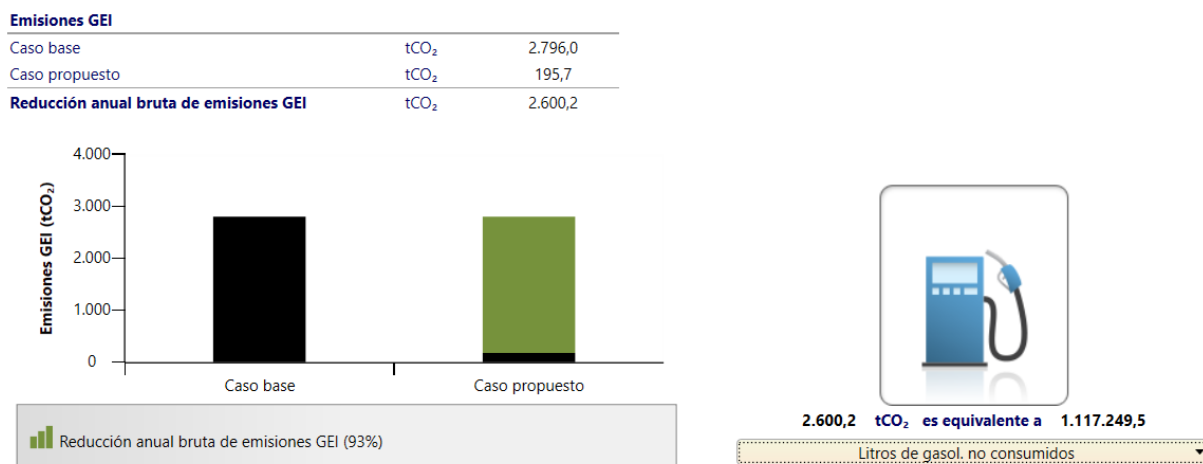


Figura 5-33: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Valtodano con los litros de gasolina no consumidos.

Tal como muestra la Figura 5-32, la reducción anual bruta de emisiones de gases de efecto invernadero gracias al uso de una fuente renovable, como es el agua en este caso, en lugar de otras

convencionales y contaminantes en la producción de energía es de 2.600,2 tCO₂, lo que equivale a las emisiones generadas por 477 vehículos o por el consumo de 1.117.249,5 litros de gasolina, lo que ilustra fácilmente el impacto del aprovechamiento de estas fuentes de energía limpia.

• Finanzas

Para la elaboración del análisis financiero será necesario introducir una serie de parámetros financieros que se explican a continuación. En RETScreen Expert, dichos parámetros se distribuyen en diversas secciones. Dentro de la sección denominada "Parámetros financieros" encontramos, en la pestaña dedicada a información general, la tasa de inflación, es decir, la tasa promedio anual de inflación proyectada durante la vida del proyecto. En España esta fue pronosticada en un 2,5% para los próximos 25 años.

Otro de estos parámetros es la tasa de descuento, la cual hace que el valor actual neto (VAN) de la suma de todos los flujos de caja sea nulo o, lo que es lo mismo, actualiza el valor de los futuros flujos de efectivo permitiendo conocer su valor actual. Se ha tomado una tasa de descuento del 9%.

RETScreen - Análisis Financiero				Suscriptor: Visualización							
Parámetros financieros				Costos Ahorros Ingreso				Flujos de caja anuales			
General				Costos iniciales				Año			
Tasa de inflación	%		2.5%	Estudio de factibilidad	0.06%	€	1.630	#	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
Tasa de descuento	%		9%	Desarrollo	0.68%	€	18.000	1	€	€	€
Reinvestment rate	%		0%	Ingeniería	6.1%	€	160.000	2	-527.022	-527.022	-527.022
Tiempo de vida del proyecto	año		50	Sistema eléctrico de potencia	79.7%	€	2.100.000	3	306.951	306.951	-220.071
				Balance del sistema y misceláneos	13.5%	€	355.482	4	313.454	313.454	93.383
Finanza				Costos anuales/pagos de deuda				5			
Incentivos y donaciones	€		0	Operación y Mantenimiento		€	112.020	6	320.025	320.025	413.408
Relación de deuda	%		80%	Pagos de la deuda - 15 años		€	203.098	7	326.666	326.666	740.073
Deuda	€		2.108.089	Costos anuales totales		€	315.118	8	333.376	333.376	1.073.449
Capital	€		527.022	Ahorros e ingresos anuales				9	340.155	303.866	1.377.315
Tasa de interés de la deuda	%		5%	Ingresos por exportación de electricidad		€	615.635	10	347.005	308.898	1.686.213
Duración de deuda	año		15	Ingresos y ahorros anuales totales		€	615.635	11	353.925	313.987	2.000.200
Pagos de la deuda	€/año		203.098	Viabilidad financiera				12	360.915	319.131	2.319.331
Análisis de impuesto a la renta				TIR antes de impuestos - capital	%		60.4%	13	367.977	324.327	2.643.658
Tasa efectiva del impuesto a la renta	%		10%	MTIR antes de impuestos - capital	%		8.6%	14	375.109	329.573	2.973.232
¿Pérdidas a siguientes años?			Flujo a través	TIR antes de impuestos - activos	%		14.5%	15	382.312	334.866	3.308.098
Método de depreciación			Balance Declinante	MTIR antes de impuestos - impuestos - activos	%		5.1%	16	389.587	340.203	3.648.301
Regla del medio año - año 1	si/no		No	TIR luego de impuestos - capital	%		50.7%	17	396.933	345.582	3.993.883
Base tributaria de depreciación	%		100%					18	404.350	350.998	4.344.881
Tasa de depreciación	%		5%					19	614.938	559.548	4.904.429
¿Exención de impuesto disponible?	si/no		Si					20	622.499	566.048	5.470.477
Duración - exención del impuesto	año		5					21	630.132	572.628	6.043.105
								22	637.837	579.287	6.622.392
								23	645.614	586.024	7.208.416
								24	653.462	592.839	7.801.255
								25	661.383	599.732	8.400.987
								26	669.375	606.700	9.007.687

Figura 5-34: Datos de entrada del análisis financiero.

El tiempo de vida del proyecto refleja la duración sobre la que se evalúa la viabilidad financiera del proyecto, y puede seleccionarse atendiendo a la esperanza de vida de los equipos presentes en la planta o al acuerdo de compra de energía. Aunque este tiempo suele estimarse en unos 25 años, actualmente ya han pasado 43 desde que se produjo la rehabilitación de la central de Mengíbar, por lo que esta duración ha sido ampliada hasta los 50 años.

Continuando en la sección "Parámetros financieros", entramos en la parte dedicada a finanzas. Este proyecto no contó con ningún tipo de donación o subsidio que contribuyera a cubrir sus costes iniciales. Al hablar de donaciones, quedan excluidos los créditos bancarios necesarios para hacer frente a la inversión, los cuales cubrieron el 80% de la misma. El otro 20% corresponde al capital de la empresa propietaria, de modo que la relación de deuda, que refleja el apalancamiento financiero creado, resulta ser de un 80%.

La tasa de interés de la deuda hace referencia a la tasa anual de interés que el tenedor de la deuda debe abonar cada año a la entidad financiera con la que tenga el crédito. Esta se ha considerado del 5%, asumiendo que la deuda se solventará en 15 años.

Con vistas a hacer un estudio lo más realista posible, en este análisis de viabilidad se ha tenido en cuenta el impuesto sobre la renta, cuya tasa efectiva, es decir, aquella a la que se exponen los ingresos netos derivados del proyecto, se ha considerado del 10%.

En lo referente a las pérdidas a siguientes años, se ha seleccionado la opción "flujo a través", que permite utilizar las pérdidas en los años en que se generan y aplicarlas contra los beneficios producidos. Esto representa la situación más conveniente para el propietario del proyecto ya que contribuye a hacerlo más rentable.

Este análisis incluye la selección de un método de depreciación anual de los activos, que afectará al cálculo del impuesto sobre la renta y a los indicadores financieros después de impuestos. El método escogido es "Balance declinante", que asume que los costes capitalizados del proyecto se amortizarán a la tasa de depreciación. Los costes iniciales no capitalizados se consideran como gastos durante el año cero o de construcción. Asimismo, el programa ofrece como opción de depreciación la "Regla del medio año-año 1", según la cual la mitad del coste capitalizado se depreciaría durante el primer año de operación o año uno.

La base tributaria de depreciación hace referencia a la parte de la inversión inicial que se capitaliza y, por tanto, es amortizable a efectos fiscales. En este caso, el 100% de los costes iniciales se consideran amortizables, con lo que no sería necesario aportar ninguna tasa de depreciación para los costes no depreciados.

Al marcar un sí en la casilla asignada a la exención de impuesto disponible, estamos solicitando que esta se aplique desde el año uno hasta que se cumpla la duración de la exención, sin afectar al año cero. Esto puede apreciarse en la columna derecha de la pantalla presentada en la Figura 5-34, donde se observa que el valor antes y después de impuestos es el mismo hasta el año cinco, ya que esta ha sido la duración de la exención introducida en el programa.

En la columna de datos situada en medio de la pantalla, denominada "Costos| Ahorros| Ingresos", se presenta un resumen de los costos previamente introducidos y divididos en iniciales y anuales, así como los ingresos anuales percibidos.

Por último, en el apartado "Flujos de caja anuales", la tercera columna de datos, se observan los flujos de caja antes y después de impuestos, y acumulados para cada año de vida del proyecto.

La sección de "Ingresos anuales", mostrada en la Figura 5-35, se ha completado con los datos presentados para la central de Mengíbar, no siendo de aplicación ninguna retribución por el ahorro de emisiones por los mismos motivos comentados para dicha central.

Igualmente, en la sección de viabilidad financiera aparecen los resultados del análisis realizado por RETScreen en forma de indicadores.

Método de depreciación		Balance de depreciación
Regla del medio año - año 1	si/no	No
Base tributaria de depreciación	%	100%
Tasa de depreciación	%	5%
¿Exención de impuesto disponible?	si/no	Sí
Duración - exención del impuesto	año	5

Ingresos anuales	
Ingresos por exportación de electricidad	
Electricidad exportada a la red	MWh 8.935
Tarifa de exportación de electricidad	€/kWh 0,07
Ingresos por exportación de electricidad	€ 615.635
Tasa de escalamiento de exportación de electricidad	% 1,5%
Ingresos por reducción GEI	
Reducción bruta de GEI	tCO ₂ /año 2.600
Reducción bruta de GEI - 50 años	tCO ₂ 130.012
Ingresos por reducción GEI	€ 0
Otros ingresos (costo)	<input type="checkbox"/>
Ingresos por producción de energía limpia (EL)	<input type="checkbox"/>

Viabilidad financiera	
TIR antes de impuestos - capital	% 60,4%
MTIR antes de impuestos - capital	% 8,6%
TIR antes de impuestos - activos	% 14,5%
MTIR antes de impuestos - impuestos - activos	% 5,1%
TIR luego de impuestos - capital	% 59,7%
MTIR después de impuestos - capital	% 8,3%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	% 13,7%
MTIR después de impuestos - impuestos - activos	% 4,9%
Pago simple de retorno del capital	año 5,2
Repago - capital	año 1,7
Valor Presente Neto (VPN)	€ 3.877.755
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año 353.755
Relación Beneficio-Costo	8,4
Cobertura - servicio de deuda	2,5
Costo de reducción de GEI	€/tCO ₂ -136
Cost. de produc. de energía.	€/kWh 0,04

Figura 5-35: Ingresos anuales y viabilidad financiera del proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.

Paralelamente al análisis realizado para la central de Mengíbar, el coste de producción de energía, que representa el precio al que habría que vender la electricidad para obtener un VAN nulo, es de 0,04 €/kWh, es decir, muy inferior a la tarifa real de exportación de electricidad (0.0689 €/kWh), con lo que hay un amplio margen de seguridad.

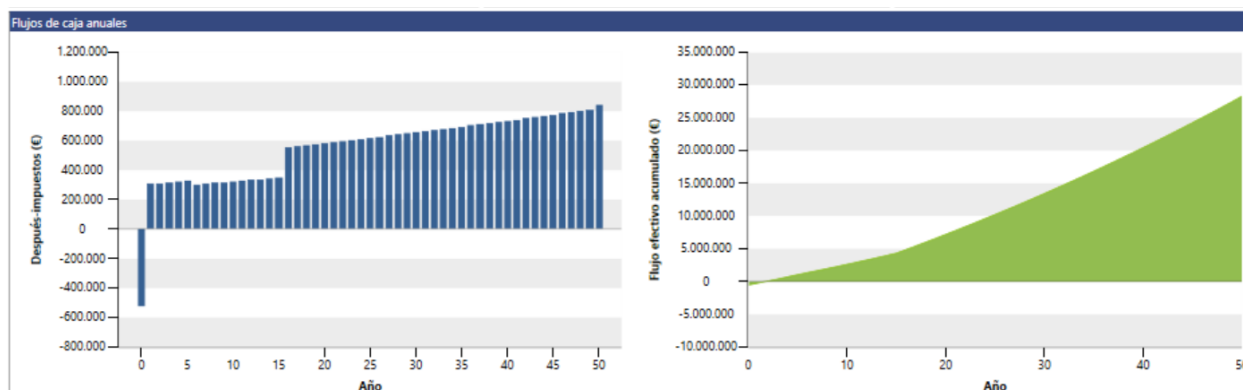


Figura 5-36: Gráficas de los flujos de caja anuales para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.

Por último, la Figura 5-36 muestra los flujos de caja anuales a modo de gráficas. De este modo, la primera gráfica permite apreciar la fuerte inversión inicial, aunque inferior al correspondiente a la central de Mengíbar, así como el efecto de la exención de impuestos durante los primeros cinco años del proyecto y la finalización del pago de deuda a los 15. No obstante, en la gráfica dedicada a los flujos acumulados se observa la recuperación de la inversión en un periodo inferior a los cinco años, coincidiendo con el Payback resultante.

- Riesgo

El análisis de sensibilidad se ha realizado escogiendo los mismos factores a modificar, así como el mismo rango de sensibilidad y umbral, siendo los resultados, presentados en la Figura 5-37 análogos a los obtenidos para la central de Mengíbar. De este modo, de acuerdo con dicha figura, el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano dejaría de ser viable si la tarifa de exportación de electricidad se redujera un 50% y la inversión inicial se incrementara en un 25 %. Igualmente, tampoco aceptaría que la

electricidad producida se redujera un 50% si, al mismo tiempo, los costes de operación y mantenimiento aumentan por encima del 25 %.

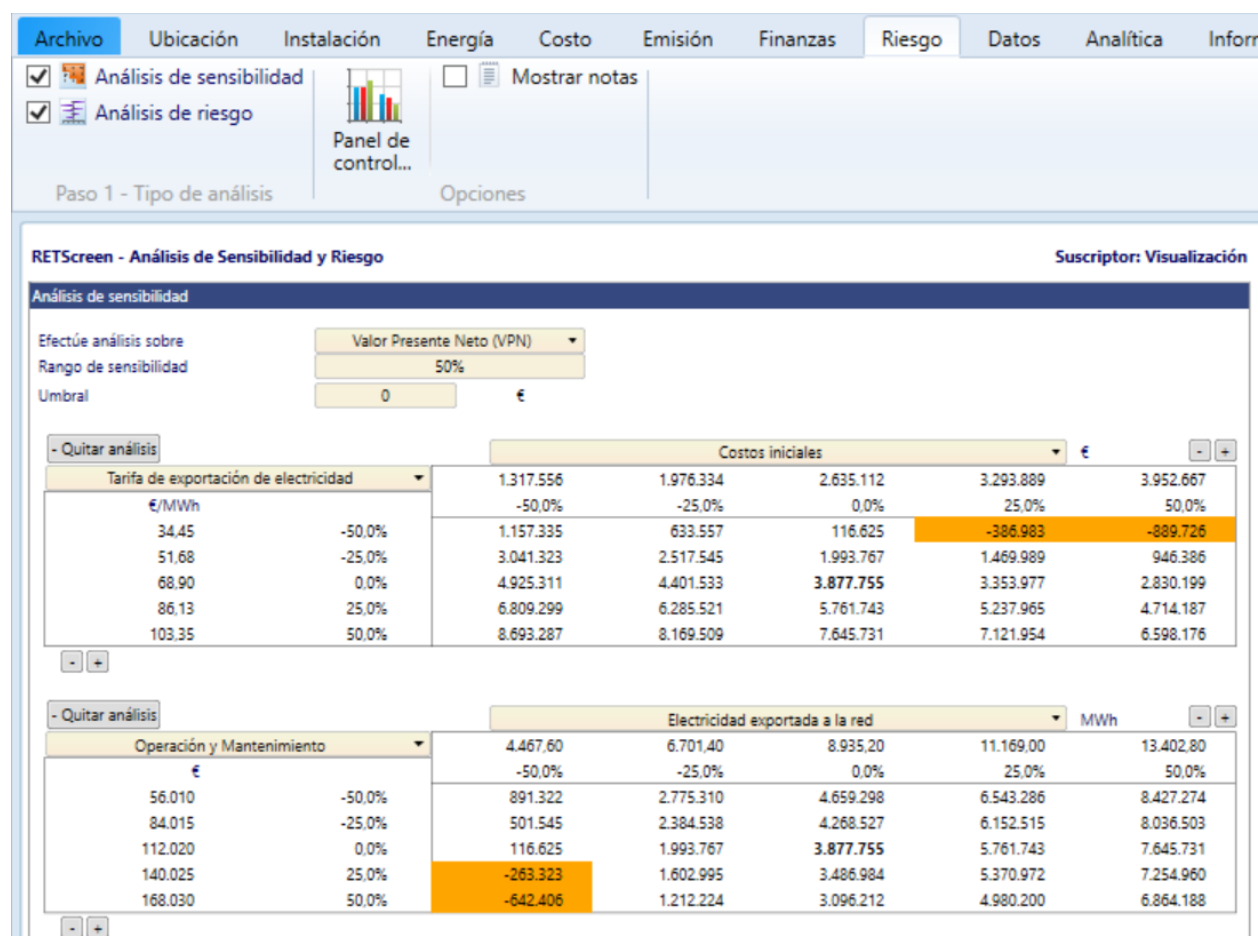


Figura 5-37: Análisis de sensibilidad sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.

Paralelamente, los resultados del análisis de riesgo aparecen tabulados en la Figura 5-38. De nuevo, se han introducido los mismos valores en cuanto al número de combinaciones a realizar y la aleatoriedad del valor inicial a utilizar en el método de Monte Carlo. Estos resultados también son representados gráficamente, mostrando los indicadores las mismas tendencias expuestas en el capítulo 4.2.1.2.

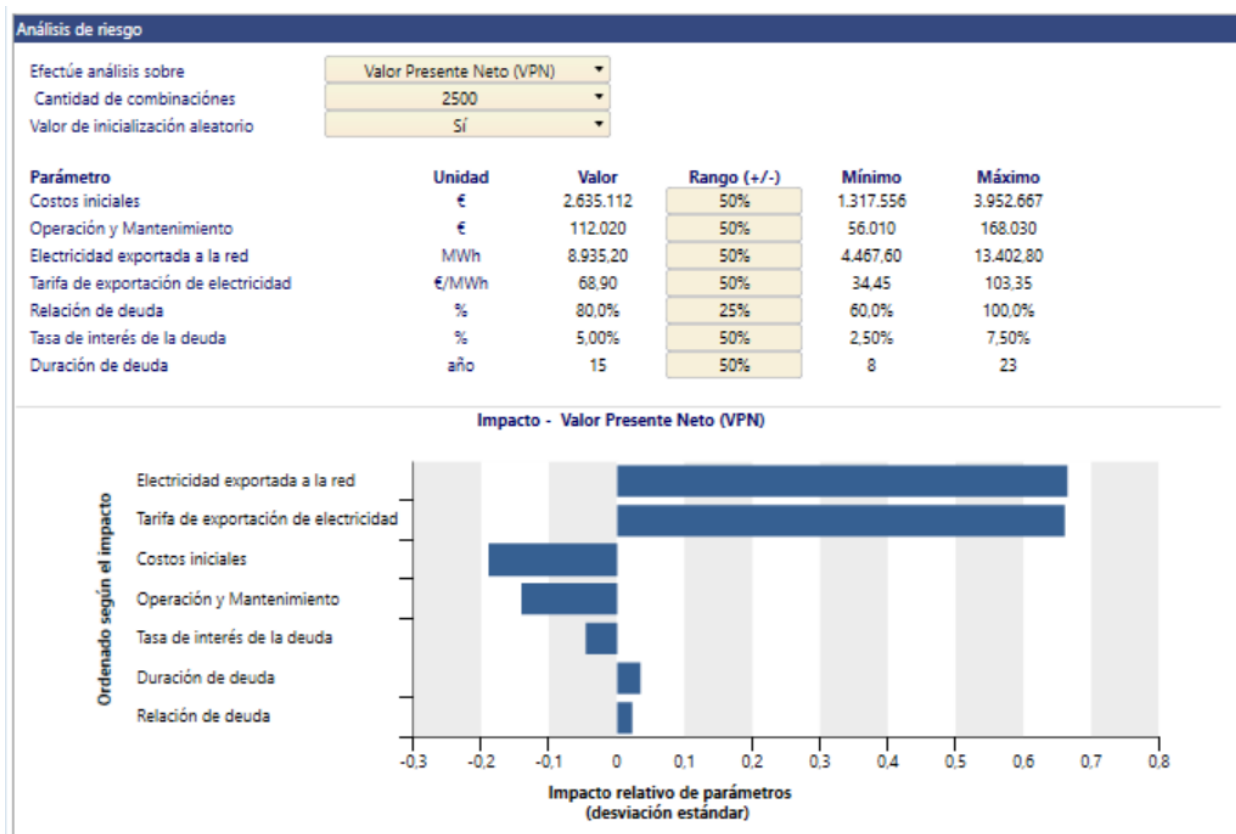


Figura 5-38: Análisis de riesgo sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano.

Atendiendo a los valores obtenidos en estos análisis, así como en el financiero realizado previamente, el proyecto de rehabilitación de la central de Valtodano es viable económicamente. La inversión parece del todo rentable, al igual que la asociada a la rehabilitación de la central de Mengíbar, no viéndose alterada su rentabilidad a no ser que el precio de venta de la electricidad o la energía producida sufran una gran variación, del 50% en adelante.

TIR del capital después de impuestos	59,7 %
VAN	3.877.755 €
Payback (recuperación inversión inicial)	5,2 años

Tabla 5-8: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Valtodano.

5.2.3. La central de Racioneros

Como en los casos anteriores, a continuación se procede a presentar la historia de la central objeto de estudio para, posteriormente, llevar a cabo su correspondiente análisis económico-financiero con vistas a estudiar la viabilidad de la rehabilitación ejecutada en la misma.

5.2.3.1. Descripción y antecedentes de la central de Racioneros

La central de Racioneros fue construida en 1912 en Jaén por el Marqués de la Laguna, aunque posteriormente la propiedad pasó a MENGEMOR, para acabar en la actualidad en manos de ENDESA [47]. Se trata de una central fluyente situada sobre el río Guadalquivir. Cuenta con una pequeña presa, construida en 1916, que desvía el curso del río, haciéndolo pasar por los grupos de turbina.



Figura 5-40: Central de Racioneros aguas arriba.
Fuente: Ramón Abella Monserrat.

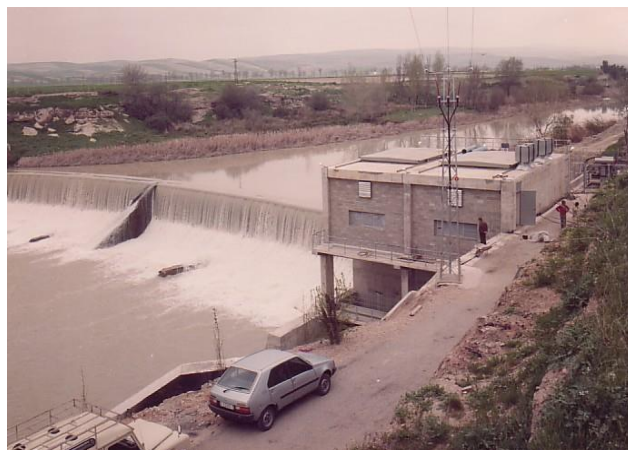


Figura 5-39: Central de Racioneros aguas abajo.
Fuente: Ramón Abella Monserrat.

En 1984 se llevó a cabo una rehabilitación de la central en la cual se sustituyeron el propio edificio de la central, las compuertas de control y los grupos, de modo que actualmente la central cuenta con dos pequeñas turbinas Kaplan. La nueva edificación ha sido construida sobre la antigua.

Paralelamente a lo comentado en el Capítulo 5.2.2.1 con respecto a la central de Valtodano, es importante mencionar que, en un principio, la central de Racioneros fue escogida para ser modernizada con la instalación de grupos bulbo. Estos grupos ya habían sido instalados en la central de Mengíbar, siendo esta la primera central andaluza en rehabilitarse (1.973), aunque podríamos decir que a modo de prototipo debido a su escasa experiencia con esta tecnología. Dichos grupos presentaban diversas ventajas, expuestas en el Capítulo 2.3.1.3, que los hacían muy atractivos para centrales de pequeña potencia. No obstante, los precios propuestos por NEYRPIC Española en su oferta para la rehabilitación de la central de Racioneros alcanzaban el triple de lo invertido pocos años antes en la central de Mengíbar, por lo que se decidió abandonar esta iniciativa y sustituir los grupos existentes por pequeñas turbinas Kaplan.

Las siguientes figuras muestran los grupos de turbina, así como las tablas presentan los datos referidos a los mismos y a la propia central.



Figura 5-41: Montaje de los grupos de la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat

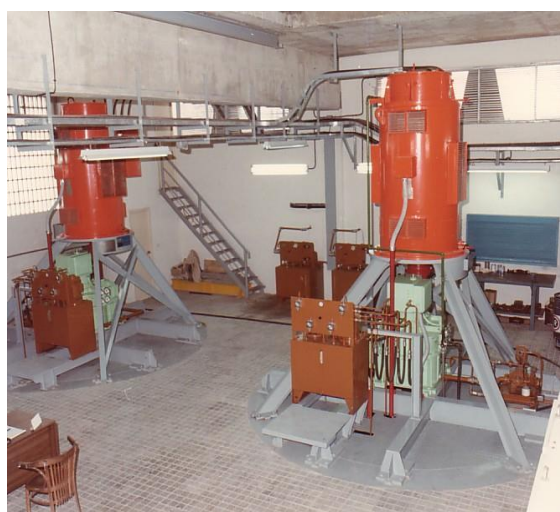


Figura 5-42: Grupos Kaplan de la central de Racioneros. Fuente: Ramón Abella Monserrat.

	Kaplan	Total
Caudal (m³/s)	20	40
Potencia (MW)	1,2	2,4

Tabla 5-9: Datos sobre los grupos de la central de Racioneros.

Salto	6,68 m
Producción media anual	5.264 MWh

Tabla 5-10: Datos sobre la central de Racioneros.

5.2.3.2 Análisis económico-financiero de la rehabilitación de la central de Racioneros

A continuación, procedemos, paralelamente a los casos anteriormente expuestos, a la realización del estudio de la viabilidad económico-financiera de la central de pequeño tamaño de Racioneros.

- **Ubicación**

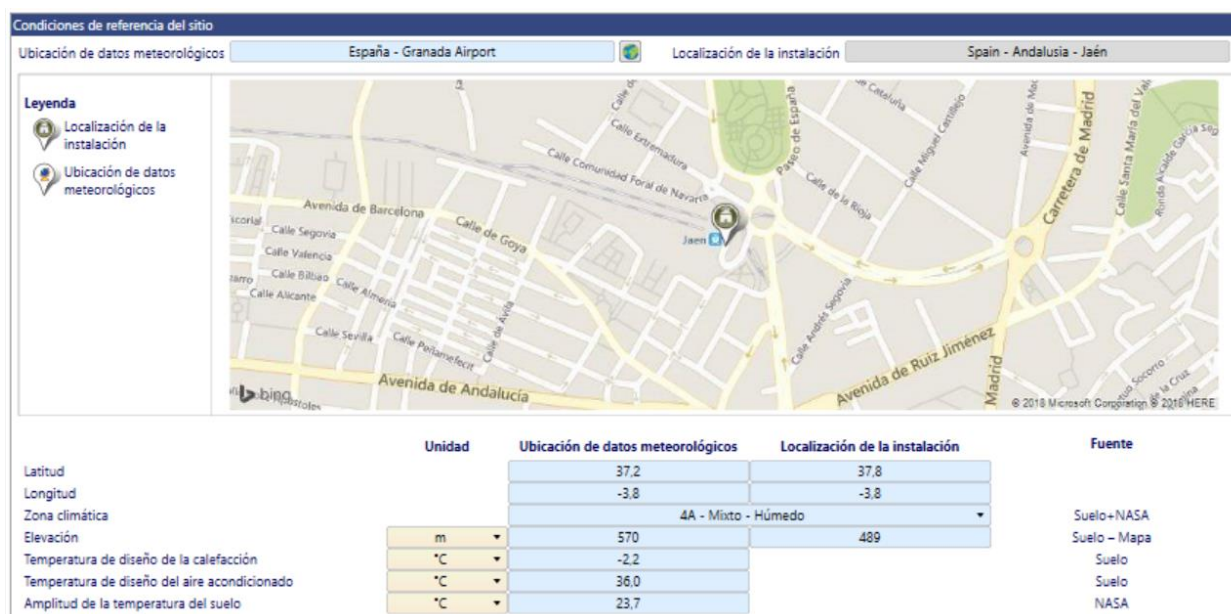


Figura 5-43: Ubicación de la central de Racioneros.

Tal como ya se ha mostrado en los análisis anteriores, al introducir en el programa la ubicación de la central, Jaén en este caso en concreto, este ofrece diferentes opciones de estaciones meteorológicas próximas. La más cercana a la central de Racioneros es la estación del Aeropuerto de Granada.

- **Instalación**

En la Figura 5-44 puede observarse que la central de Racioneros es una central de generación de energía eléctrica que, para ello, utiliza la fuerza del agua.

Como ya se ha mencionado con anterioridad es propiedad de ENDESA y está ubicada en Jaén.

Información de la instalación

Tipo de instalación: Central de generación

Tipo: Turbina hidráulica

Descripción: Descripción

Preparado para: ENDESA

Preparado por: Preparado por

Nombre de la instalación: Central de Racioneros

Dirección: Dirección

Ciudad/Municipalidad: Jaén

Provin./Estado: Andalucía

País: España

Figura 5-44: Información sobre la instalación de Racioneros.

El resto de datos ofrecidos en esta pestaña del programa, tales como la tasa de conversión de moneda y la comparativa de costes de producción de energía entre diferentes tecnologías, es igual a los ya mostrados para las centrales anteriores.

• Energía

RETScreen - Modelo de Energía

Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

Electricidad y combustibles

Tecnología

Electricidad

Turbina hidráulica

Resumen

¿Incluir sistema?

Combustibles

Combustibles

Tipo de combustible: Gas natural - m³

Precio del combustible - unidad: €/m³

Precio del combustible: 0,30

Poder calorífico y precio del combustible

Electricidad

Tipo: Tarifa de exportación de electricidad - anual

Descripción: Electricidad exportada a la red - anual

Tarifa - unidad: €/kWh

Tarifa - anual: 0,0689

Figura 5-45: Información de la tarifa de exportación de electricidad.

Como en los previos análisis, en este apartado del programa se introducirán los datos relativos al tipo de tarifa de exportación y el precio del kWh, tomado del IDAE. En lo referente al campo del combustible, podrá escogerse cualquier opción ya que la central utiliza una fuente de energía renovable.

A continuación, en la segunda sección disponible dentro de esta pestaña, se especifica la capacidad de la central, así como el tipo de turbinas que hay en la misma. En este caso se trata de dos grupos Kaplan tal como se detalló en la descripción de la central.

Igualmente, conociendo la producción media anual y la capacidad de la central, podemos calcular el factor de planta.

Asimismo, la tarifa de exportación de electricidad tomada se corresponde con la indicada por el IDAE para centrales fluyentes de menos de 10 MW. Por el contrario, los costes de mantenimiento han sido facilitados por ENDESA, alcanzo estos los 10.000 € anuales.

RETScreen - Modelo de Energía Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

Electricidad y combustibles

Tecnología

Electricidad

Turbina hidráulica

Resumen

¿Incluir sistema?

Combustibles

Turbina hidráulica

Descripción: Turbina hidráulica

Nota:

Turbina hidráulica - Nivel 1

Capacidad de generación eléctrica: MW 2,4

Fabricante: Kaplan

Modelo: 2

Número de turbinas: 26%

Factor de planta: %

Costos iniciales: €/kW

Costo de O y M (ahorros): €/kW-año 41,67

Tarifa de exportación de electricidad: €/kWh 0,069

Electricidad exportada a la red: MWh 5,466

Ingresos por exportación de electricidad: € 376,624

Figura 5-46: Datos de la turbina hidráulica de la central de Racioneros.

Por último, la Figura 5-47 presenta un resumen de toda la información anteriormente introducida en esta pestaña del programa.

Central de generación - Turbina hidráulica									
	Capacidad	Electricidad	Costos iniciales	Ingresos por exportación de electricidad	Costo del combustible	Costo de O y M (ahorros)	Pago simple de retorno del capital	¿Incluir sistema?	
Electricidad exportada a la red	kW	MWh	€	€	€	€	año		
Electricidad									
Turbina hidráulica	2.400	5.466	0	376.624	0	100.008	0,0	<input checked="" type="checkbox"/>	
Total	2.400	5.466	0	376.624	0	-100.008	0,0		

Figura 5-47: Resumen de la instalación de Racioneros.

• Costo

La central de Racioneros sufrió una rehabilitación más profunda que las centrales de Mengíbar y Valtodano, en las cuales, principalmente se sustituyeron los grupos sin alterar en nada la edificación original. Por este motivo, a continuación se presentarán costes no contemplados en los análisis anteriores y relacionados directamente con la construcción del nuevo edificio y todo lo que esto conlleva.

Cubriendo cada uno de los costes indicados en la Figura 5-48 en el orden seguido en la misma, mencionar que el coste debido al diseño preliminar es el doble que el presentado en las centrales anteriores ya que la mayor magnitud del proyecto obliga a contratar al doble de trabajadores, cuatro en total.

Archivo Ubicación Instalación Energía Costo Emisión Finanzas Riesgo Datos Analítica

Nivel 1 Nivel 2 Nivel 3 Panel de control...

Notas/Rango Segunda moneda Base de datos de producto...
 Reparto de costos Ninguno
 Costo real

Paso 1 - Nivel de análisis Opciones

RETSscreen - Análisis de Costos

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
- Diseño preliminar	costo	1	€ 3.260	€ 3.260	
- Estimación costes	costo	1	€ 6.000	€ 6.000	
- Preparación informes	costo	1	€ 3.600	€ 3.600	
- Gerencia del Proyecto	costo	1	€ 3.280	€ 3.280	
Subtotal:				€ 16.140	0,5%
Desarrollo					
- Financiación del proyecto	costo	1	€ 25.000	€ 25.000	
- Legal y contabilidad	costo	1	€ 6.000	€ 6.000	
Subtotal:				€ 31.000	1,0%
Ingeniería					
- Diseño mecánico	costo	1	€ 85.000	€ 85.000	
- Diseño eléctrico	costo	1	€ 60.000	€ 60.000	
- Diseño civil	costo	1	€ 5.000	€ 5.000	
- Licitaciones y contratos	costo	1	€ 70.000	€ 70.000	
- Diseño del edificio	costo	1	€ 150.000	€ 150.000	
- Supervisión construcción	costo	1	€ 60.000	€ 60.000	
Subtotal:				€ 430.000	14,4%
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	2.400	€ 800	€ 1.920.000	
Caminos-accesos	km	1	€ 3.500	€ 3.500	
Línea de transmisión	km			€ -	
Subestación	proyecto			€ -	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			€ -	
- Definido por el usuario	costo			€ -	
Subtotal:				€ 1.923.500	64,4%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			€ -	
Transporte	proyecto	1	€ 70.000	€ 70.000	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d	1	€ 220.000	€ 220.000	
- Construcción central	costo	1	€ 25.000	€ 25.000	
Contingencias	%	10,0%	€ 2.715.640	€ 271.564	
Intereses durante la construcción			€ 2.987.204	€ -	
Subtotal:				€ 586.564	19,6%
Costos iniciales totales				€ 2.987.204	100,0%
Costos anuales (créditos)					
Operación y Mantenimiento					
Mostrar datos				€ 100.008	
Partes y labor	proyecto	1	€ 12.000	€ 12.000	
- Definido por el usuario	costo			€ -	
Contingencias	%		€ 112.008	€ -	
Subtotal:				€ 112.008	
Ahorros anuales					
- Definido por el usuario	costo			€ -	
Subtotal:				€ -	
Costos periódicos (créditos)					
- Costos periódicos	costo			€ -	
Fin de la vida del proyecto	costo			€ -	

Figura 5-48: Costes de la rehabilitación de la central de Racioneros.

El primero de estos nuevos costes es el asociado a la estimación de costes, basada en los resultados ofrecidos por el diseño preliminar. En dicha estimación se calcula la duración del proyecto. El total de tal coste resulta del salario de 150 € por persona y día que se pagará a cada uno de los dos trabajadores necesarios durante sus 20 días de trabajo.

La preparación de los documentos e informes incluidos dentro del estudio de factibilidad, así como sus conclusiones y recomendaciones, de modo que el proyecto quede perfectamente descrito y detallado, conlleva un coste de 3.600 €, ya que necesitará de dos personas por 12 días, con un sueldo de 150 €/día.

Igualmente, el gasto de gerencia del proyecto hace referencia a todos los costes de gestión de las diferentes fases del estudio de factibilidad, incluyendo el tiempo dedicado a las consultas de las partes interesadas. Estas consultas son importantes para generar la colaboración y apoyo de las partes interesadas hacia el proyecto y enfrentar cualquier oposición en las etapas tempranas del mismo. Dos personas trabajarán durante diez días con esta finalidad y un sueldo de 164 €/día.

A los costes de ingeniería ya presentados en los análisis anteriores, en este caso se añaden el diseño del edificio y la supervisión de su construcción. Como la nueva construcción se basa y ubica sobre la anterior, su diseño se simplifica, ya que ciertos elementos, como la topografía, el terreno, posibles obstrucciones o la composición del suelo, ya han sido estudiados con anterioridad y resultan conocidos. Este coste incluye los servicios de ingeniería requeridos para completar el diseño detallado del edificio y emitir los documentos de licitación con la finalidad de seleccionar a los contratistas responsables del trabajo. Asimismo, los costes de supervisión de la construcción engloban todos aquellos gastos asociados a asegurar que esta se lleva a cabo según lo expuesto en los diseños. Deben ser el consultor o director del proyecto, así como el proveedor de los equipos, los responsables de tal supervisión.

Aunque la central de Racioneros, al ser de origen existente, ya contaba con un camino de acceso, se ha contemplado un pequeño coste de caminos y accesos ya que, posiblemente, no sea suficientemente grande y amplio para las grandes maquinarias necesarias para la construcción del nuevo edificio. Además, debe considerarse el incremento del tráfico de vehículos de gran tamaño para la aportación y retirada de materiales de construcción.

El coste asociado a la construcción de la central es el precio a pagar a los contratistas por ello.

Por último, el porcentaje dedicado a contingencias se ha aumentado al 10 % debido a que, aunque las estimaciones de costes realizadas sean altamente precisas, la mayor magnitud del proyecto siempre aportará un mayor grado de incertidumbre, añadiendo más elementos que podrán fallar en alguna etapa del proyecto.

- **Emisión**

Nuevamente, aunque el ahorro de emisiones contaminantes a la atmósfera por parte de la generación energética a base de fuentes de energía renovables no tenga ningún tipo de retribución económica actualmente en nuestro país, esta herramienta de RETScreen Expert resulta muy ilustrativa del efecto de la misma en el medio ambiente.

Así, tal como indican las Figura 5-49 y Figura 5-50, las emisiones que produciría una central convencional que generara la misma cantidad de electricidad que la central de Racioneros equivalen a 292 vehículos no utilizados o a 683.493,8 litros de gasolina o consumidos.

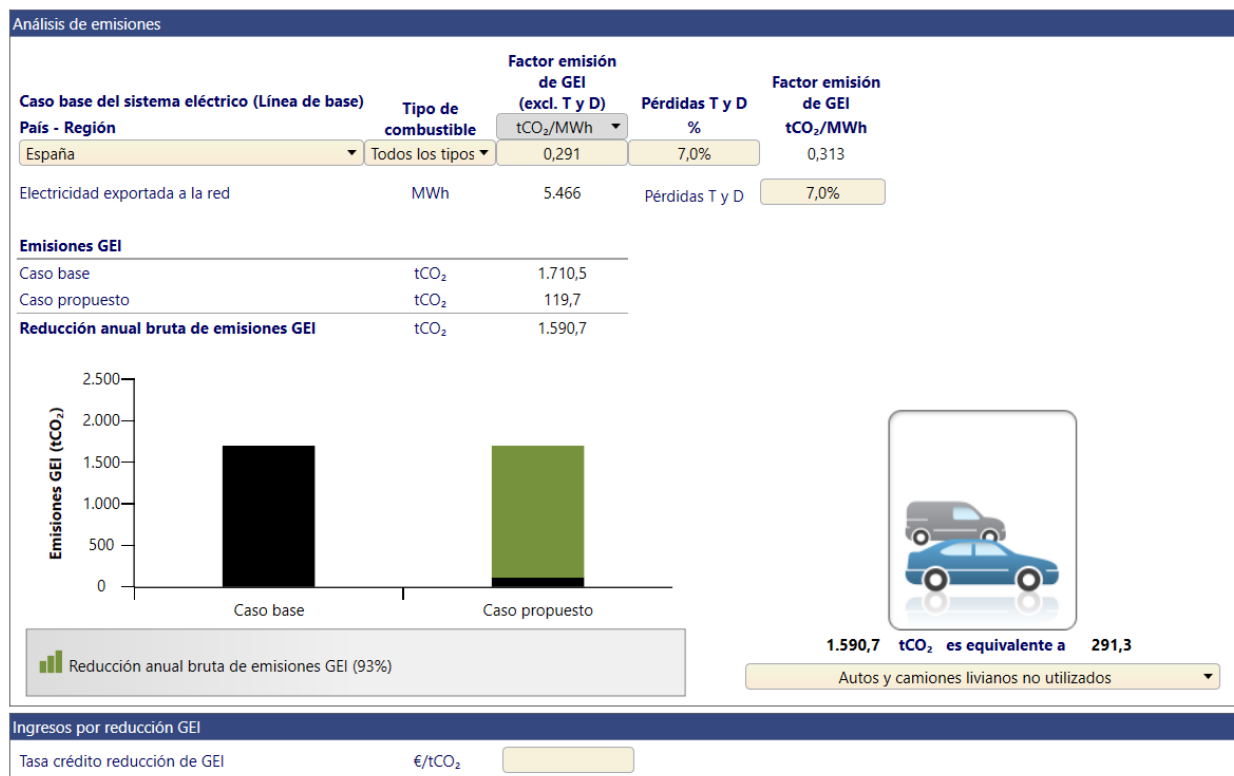


Figura 5-49: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Racioneros con el número de vehículos no utilizados.

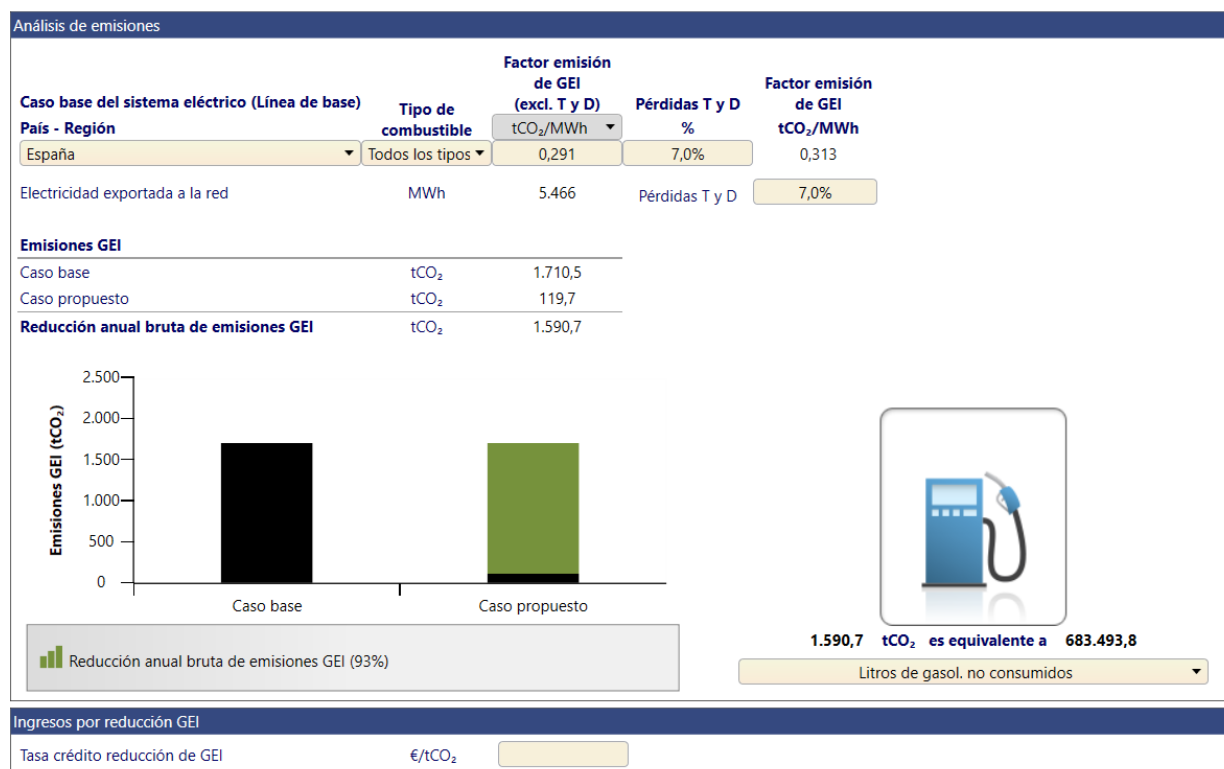


Figura 5-50: Equivalencia de las emisiones ahorradas por la central de Racioneros con los litros de gasolina no consumidos.

- Finanzas

Paralelamente a lo ya expuesto en este mismo apartado para las dos centrales anteriores, los resultados ofrecidos por el análisis de viabilidad financiera aplicado a la central de Racioneros son los siguientes.

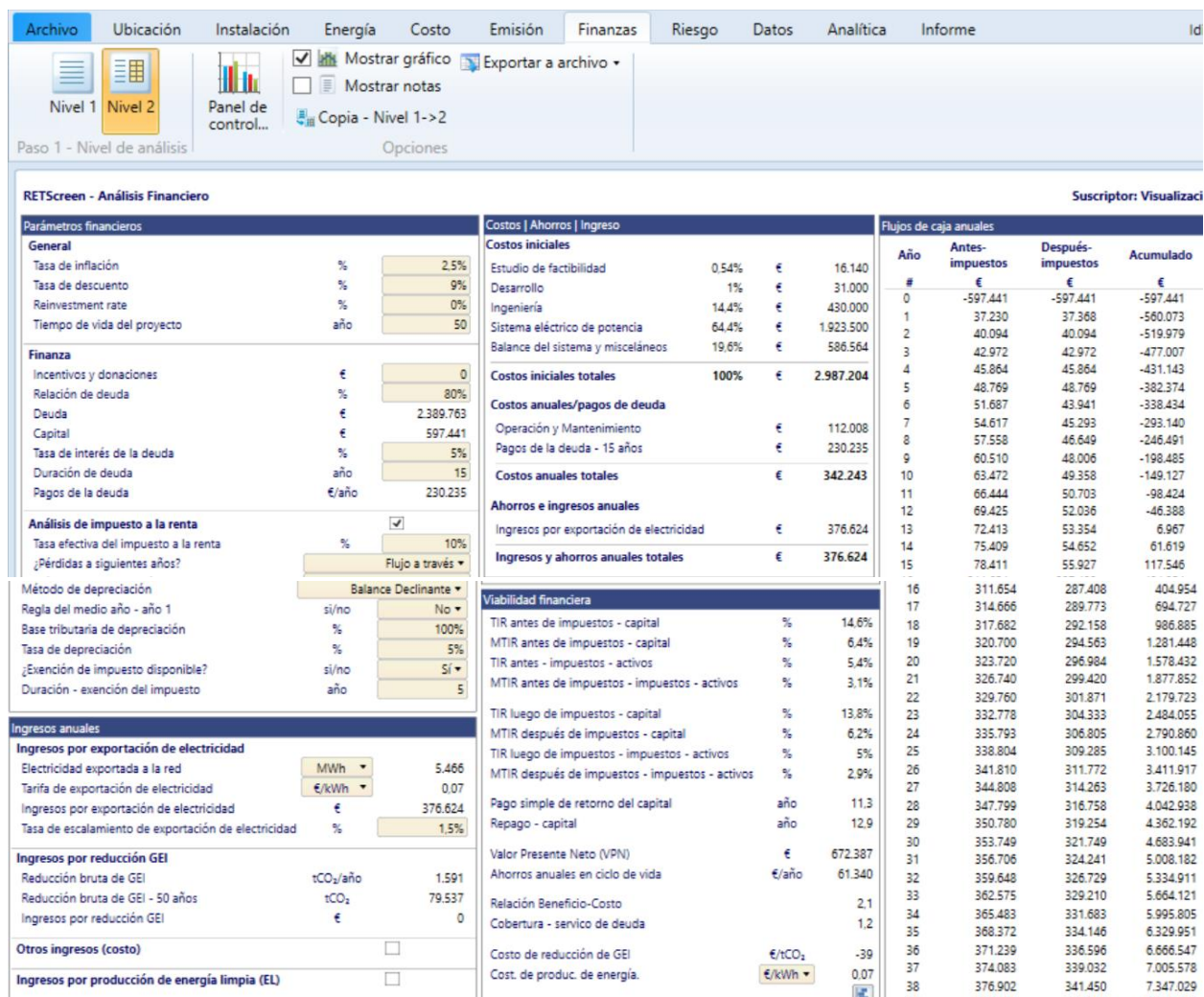


Figura 5-51: Resultados del análisis financiero de la central de Racioneros.

En comparación a los análisis previos, puede observarse que la mayor magnitud del proyecto y, por consiguiente, su mayor inversión, han afectado a su TIR, su VAN y su Payback. Como consecuencia, la inversión será recuperada en más tiempo, lo que es fácilmente observable en las gráficas de flujos de caja mostradas a continuación, y con una TIR y un VAN inferiores.

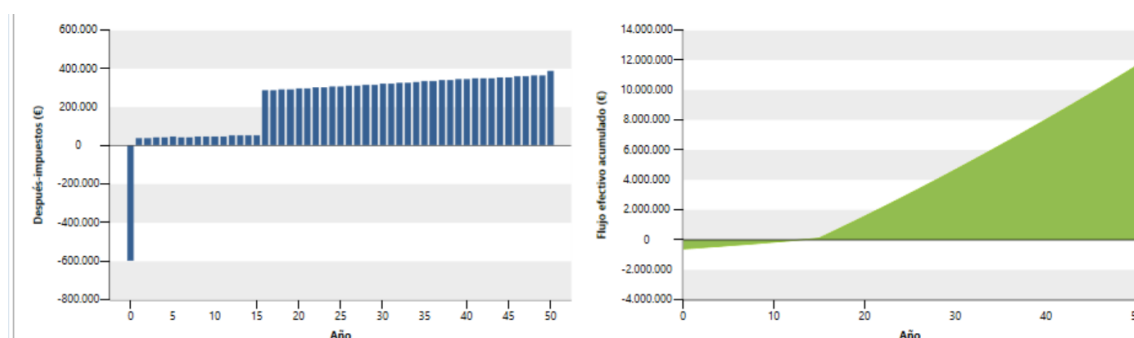


Figura 5-52: Gráficas de los flujos de caja anuales para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.

- **Riesgo**

El mayor valor de la inversión inicial también se ve reflejado en el análisis de sensibilidad, el cual, a diferencia de los anteriores referidos a las centrales de Mengíbar y Valtodano, es muy sensible a las modificaciones en los costes iniciales. De este modo, si la tarifa de exportación no variara pero la inversión aumentara en un 50 %, al proyecto sería inviable. Lo mismo sucedería si la tarifa de exportación se redujera en un 25 % y la inversión no se redujera también, o si, simplemente, la tarifa de exportación disminuyera un 50%.

Igualmente, si la electricidad exportada se redujera en un 25 %, los costes de operación y mantenimiento deberían reducirse en un 50 % para que el proyecto de rehabilitación resultara rentable. Asimismo, si la electricidad exportada se mantuviera, sería necesario garantizar que los costes de operación y mantenimiento no se elevarán por encima del 25 % para asegurar su viabilidad.

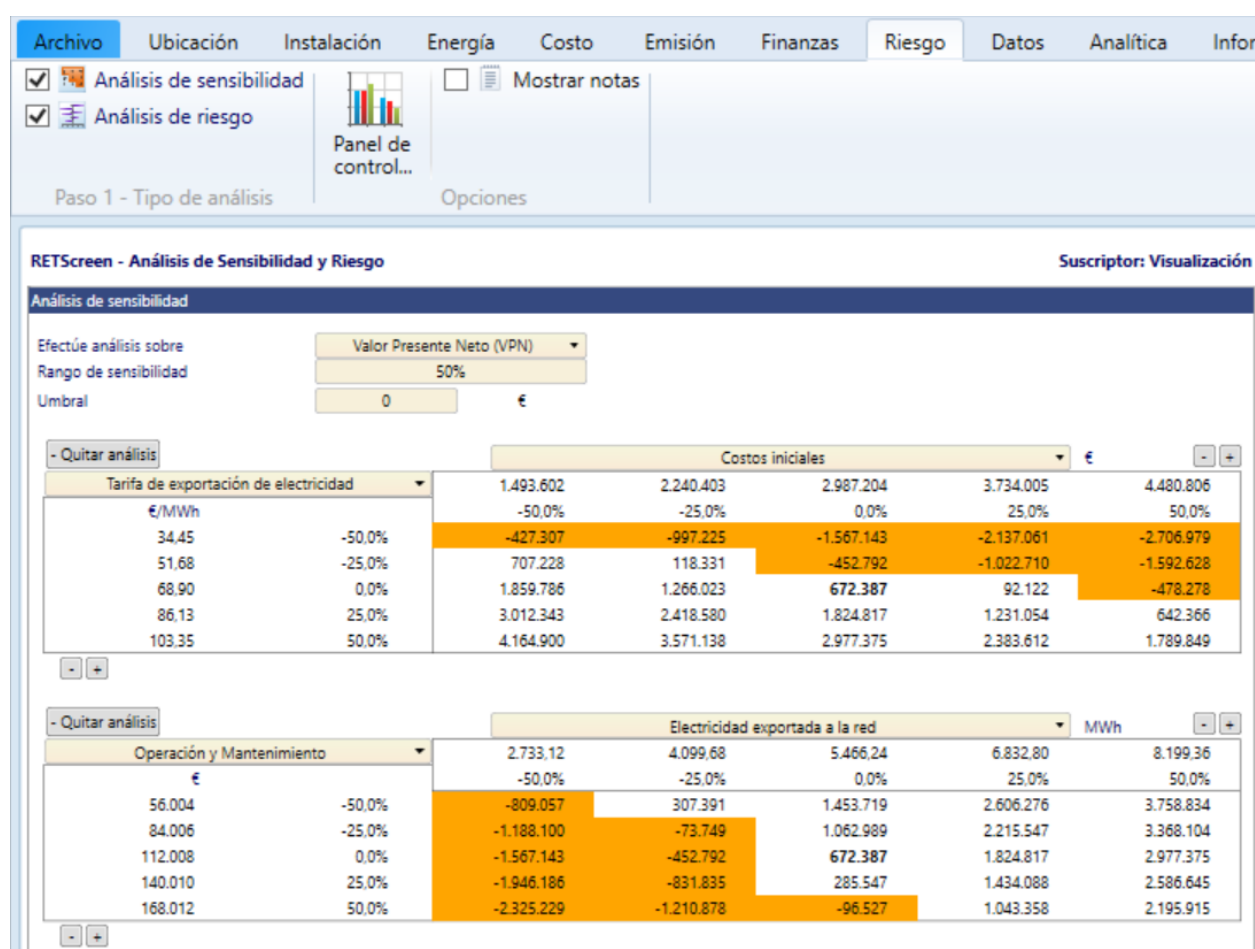


Figura 5-53: Análisis de sensibilidad sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.

El análisis de riesgo muestra las mismas tendencias ya comentadas para las dos centrales anteriores ya que se trata de los mismos parámetros y los mismos rangos de variación.

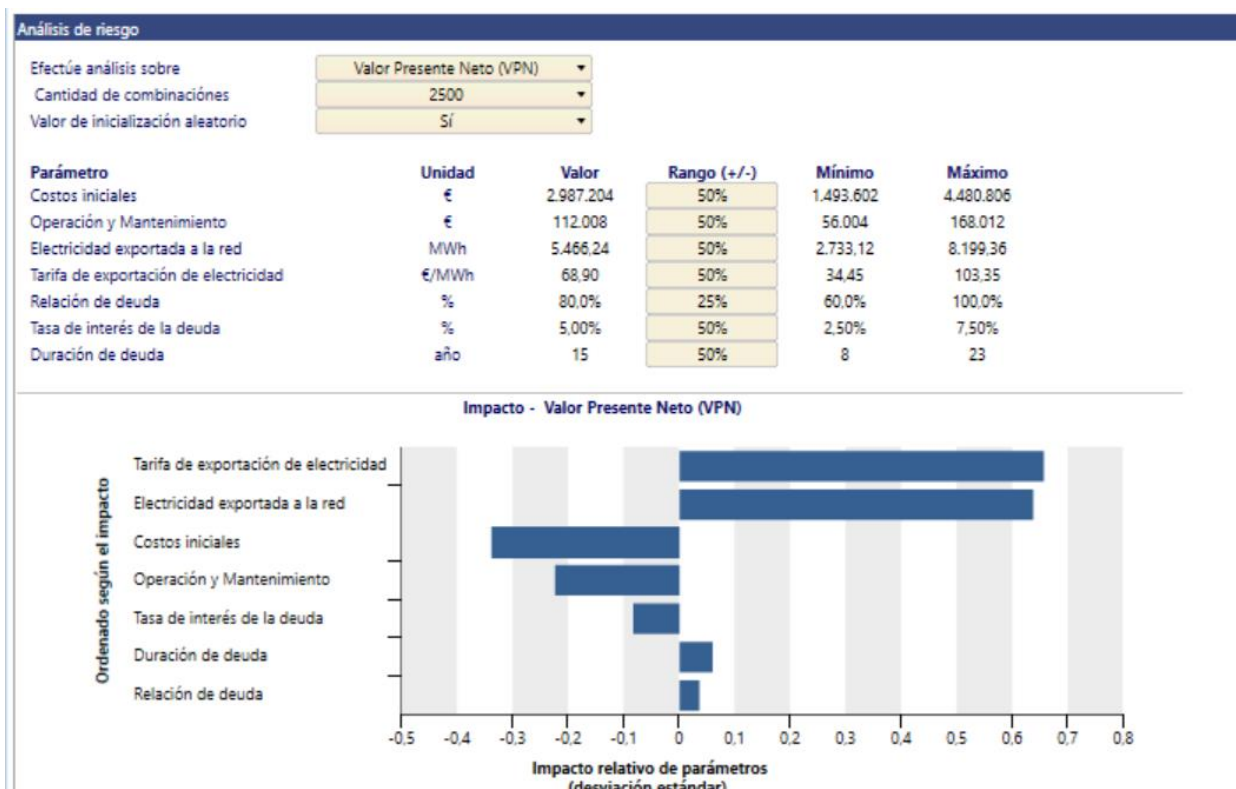


Figura 5-54: Análisis de riesgo sobre el VAN para el proyecto de rehabilitación de la central de Racioneros.

TIR del capital después de impuestos	13,8 %
VAN	672.387 €
Payback (recuperación inversión inicial)	11,3 años

Tabla 5-11: Resultados del análisis económico-financiero de la central de Racioneros

6 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS DATOS PRESENTADOS POR LA JUNTA DE ANDALUCÍA

La Consejería de Economía, Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía, consciente de la importancia del cumplimiento de los objetivos energéticos establecidos, así como de la planificación energética definida para ello, elabora periódicamente diferentes documentos destinados a identificar y analizar el potencial de las diferentes tecnologías renovables implantables en Andalucía.

Con esta intención se desarrolló el "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21], centrado en la minihidráulica (con una potencia instalada igual o inferior a 10 MW) debido a las ventajas adicionales a la hidráulica convencional que presenta, las cuales han sido expuestas en capítulos anteriores. Tal estudio, realizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén, refleja el potencial técnico-económico aprovechable en Andalucía para promover el desarrollo de la minihidráulica, considerando tanto la rehabilitación de centrales en desuso o abandonadas como la construcción de otras nuevas.

En el presente capítulo se procede a la presentación de dicho estudio, explicando la metodología utilizada y su paralelismo con el análisis previamente realizado con el programa informático RETScreen Expert, para, posteriormente, establecer una comparación entre los resultados obtenidos en ambos estudios de viabilidad. Recordemos que las casuísticas analizadas anteriormente en este trabajo están basadas en rehabilitaciones ya finalizadas y, por lo tanto, sustentadas en datos experimentales. Por lo que, tras su comparación con los resultados presentados por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia, nos permitirán concluir si estos últimos son realistas o, por el contrario, demasiado optimistas.

6.1 Potencial minihidráulico en Andalucía

Hidrológicamente, Andalucía puede dividirse en dos grandes vertientes, la vertiente mediterránea y la atlántica o cuenca del Guadalquivir. La primera está compuesta por diversas cuencas hidrológicas pequeñas e independientes, ya que contiene aquellos ríos nacidos en la cara sur del Sistema Penibético, por lo que su recorrido hasta la costa es bastante corto.

La cuenca del Guadalquivir, sin embargo, en la que se encuadran las centrales contempladas en este trabajo, es un gran complejo hidrológico que encauza las dos terceras partes de las aguas andaluzas hacia el Océano Atlántico. Aquí se incluyen los ríos nacidos en la cara norte del Sistema Penibético, por lo que se trata de ríos con un gran recorrido hasta su desembocadura.

Esta separación en cuencas de la red hidrológica andaluza permite obtener una mejor planificación y gestión del agua.

energéticamente. No obstante, la menor inversión requerida para la rehabilitación de una antigua central en comparación con la construcción de una nueva, así como el menor impacto ambiental asociado y la ayuda que esto supone a la recuperación del patrimonio industrial y cultural, motivan que siempre se priorice esta opción.

El principal objetivo de este estudio consistía en inventariar todos los aprovechamientos presentes en Andalucía con tales características, seleccionando aquellos a analizar y evaluando las posibilidades de recuperación de cada uno de ellos. A continuación, se procedía a la elaboración del estudio de viabilidad como tal, en el cual se recogían los datos de diseño de la nueva central, las actuaciones necesarias para la rehabilitación o nueva construcción, el estudio de costes, y los análisis de rentabilidad y sensibilidad.

En base a los resultados ofrecidos por este estudio de viabilidad, se seleccionaban aquellos aprovechamientos potencialmente viables de recuperar o construir. Para ello, se ha prestado especial atención a ciertos parámetros como la TIR, el VAN y el Payback.

Es importante mencionar que algunos de los parámetros utilizados en el análisis no presentan el mismo valor en el estudio realizado por la Junta de Andalucía que en el llevado a cabo en este trabajo, lo que se debe al desfase temporal entre ambos análisis. Este es el caso de la tasa de inflación, igual al 3,5% en el primero, mientras que en el segundo es del 2,5 %. Igualmente, en el estudio elaborado por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia, la tasa de incremento de energía anual es del 3,5 %, ya que se basa en el Real Decreto 661/2007, lo que difiere del 1,5 % adoptado en este trabajo. No obstante, tal Real Decreto fue derogado en julio de 2013, dando una idea de la fecha en que dicho estudio se llevó acabo puesto que no queda especificado en el mismo, lo que también explicaría la variación en la tasa de inflación.

6.1.1 Potencial minihidráulico en Jaén

Como se ha comentado anteriormente, la meteorología ejerce una fuerte influencia en el estudio de la viabilidad económico-financiera de las centrales hidroeléctricas. Así, el primer paso a realizar en el programa RETScreen Expert es la localización de la instalación en estudio y de la estación meteorológica más próxima. Por este motivo, aunque el "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21] presenta los resultados obtenidos para cada provincia andaluza, en este apartado sólo se considerarán los relativos a la provincia de Jaén para poder establecer una comparación lo más rigurosa posible con los análisis realizados para las centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros, todas ellas ubicadas en Jaén.



Figura 6-2: Centrales hidroeléctricas en Jaén contempladas en el estudio de viabilidad. Fuente: *"Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía"* [21]

La Figura 6-2 muestra la ubicación de las diecinueve centrales jienenses de pequeño tamaño contempladas en el estudio de viabilidad llevado a cabo. Tal como dicha figura permite observar, todas ellas son fluyentes, como las tres analizadas en el presente trabajo.

En la siguiente tabla se relacionan diversos datos de las diecinueve centrales estudiadas.

Nº Ref.	Nombre Central	Población	Salto Neto (m)	Q Equipamiento (m³/s)	Tipo de Central a Instalar	Equipamiento a Instalar	Potencia Nominal Instalable (kW)
JA-1	Mata Begid	Cambil	80,00	0,30	Agua fluyente	Turbina Francis - Generador sincrónico	200
JA-2	Casas Viejas	Marmolejo	6,50	40,00	Agua fluyente	Turbina Kaplan - Generador sincrónico	2.200
JA-3	Cerrada de Utrero	Cazorla	160,00	0,30	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	375
JA-4	La Toba	La Toba	80,00	2 x 0,15	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	80
JA-5	Valdepeñas	Valdepeñas de Jaén	109,00	2 x 0,6	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	1.000
JA-6	San Cayetano	Arbuniel (Cambil)	12,80	0,30	Agua fluyente	Turbina Francis - Generador asincrónico	30
JA-7	Rio Frio	Los Villares	155,00	0,08	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	85
JA-8	Purísima Concepción	Mengibar	18,00	1,00	Agua fluyente	Turb. Semi Kaplan - Generador asincrónico	150
JA-9	Las Chozuelas	Villanueva del Arzb.	6,25	4 (Grupo 1) + 6 (Grupo 2)	Agua fluyente	Turb. Semi Kaplan - Generador asincrónico	450
JA-10	Puente del Obispo	Begijar	2,48	5,00	Agua fluyente	Turb. Semi Kaplan - Generador asincrónico	100
JA-11	Electra San Juan	Puentes de Génave	7,0	2,40	Agua fluyente	Turb. Semi Kaplan - Generador asincrónico	135
JA-12	Piedra Romera	Cambil	33,0	0,30	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador asincrónico	70
JA-13	Santa Isabel	Torres	88,0	0,06	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	35
JA-14	Trujala	Segura de la Sierra	7,9	0,20	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador sincrónico	12
JA-15	San Manuel	Arbuniel (Cambil)	8,0	0,50	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador asincrónico	30
JA-16	Electra Guzmán	Cambil	9,5	0,15	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador asincrónico	10
JA-17	Ntra. Señora de Tiscar	Quesada	85,0	0,10	Agua fluyente	Turbina Pelton - Generador asincrónico	60
JA-18	Ntra. Señora de los Ángeles	Campillo de Arenas	30,0	0,15	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador sincrónico	30
JA-19	Junta de los Ríos	Cambil	8,0	1,00	Agua fluyente	Turbina Banki - Generador asincrónico	55
TOTAL							5.107

Tabla 6-2: Datos de las diecinueve centrales hidroeléctricas estudiadas en Jaén. Fuente: "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21]

Los resultados presentados en el estudio relativos a esta provincia fueron realizados anteriormente por la Agencia de Gestión Energética (AGENER) de la Diputación Provincial de Jaén en colaboración con el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Jaén. Estos resultados se presentan a continuación en la siguiente tabla.

Nº Ref.	Energía Generada (MWh)	Horas Equivalentes	Inversión Inicial (€)	Índice Potencia (€/kW)	Índice Energía (€/kWh)	TIR (%) (DI)*	Pay Back (años)
JA-1	691,20	3.456	78.000	390	0,11	133,00	1,21
JA-2	16.810,74	7.641	2.978.000	1.353	0,18	49,50	3,11
JA-3	2.434,00	6.491,00	490.000	1.128	0,17	42,00	
JA-4	691,20	8.640	169.400	2.117	0,24	32,42	4,60
JA-5	4.417,19	4.417	1.229.000	1.229	0,28	27,13	5,40
JA-6	205,77	6.859,00	59.500	1.983	0,28	25,59	
JA-7	535,50	6.300,00	164.000	1.929	0,30	19,60	7,80
JA-8	894,70	5.964,66	295.600	1.970	0,33	20,91	
JA-9	1.829,00	4.064	721.907	1.583	0,39	15,46	8,50
JA-10	833,00	8.330	364.529	3.610	0,44	12,76	9,90
JA-11	666,23	4.935,04	300.000	2.222	0,45	11,27	
JA-12	350,00	5.000,00	174.569	2.494	0,50	9,51	12,20
JA-13	183,48	5.242,31	93.700	2.677	0,51	8,08	
JA-14	82,00	6.833,33	60.926	5.077	0,74	5,05	16,20
JA-15	187,54	6.251,33	123.000	4.100	0,66	2,63	
JA-16	47,86	4.786,00	46.000	4.600	0,96	2,82	
JA-17	310,44	5.174,00	247.100	4.118	0,79		
JA-18	157,18	5.239,33	172.600	5.753	1,09		
JA-19	290,64	5.284,36	280.000	5.091	0,96		
TOTAL	31.617,67						

Tabla 6-3: Resultados del análisis de viabilidad de las centrales hidroeléctricas de Jaén. Fuente: "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21]

Atendiendo a los resultados obtenidos, las centrales han sido clasificadas fijando como requisitos una TIR superior al 8 % y un Payback menor de 12 años. De la aplicación de tal requisito resulta la Figura 6-3, en la cual la porción "resto" incluye cinco centrales identificadas como no viables económicamente y otras cinco de las cuales se desconoce su Payback calculado sin incentivos.

Es importante mencionar que las centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros, cuya viabilidad ha sido analizada previamente en este mismo trabajo, presentan unos parámetros económico-financieros que también quedan comprendidos dentro de dichos rangos.

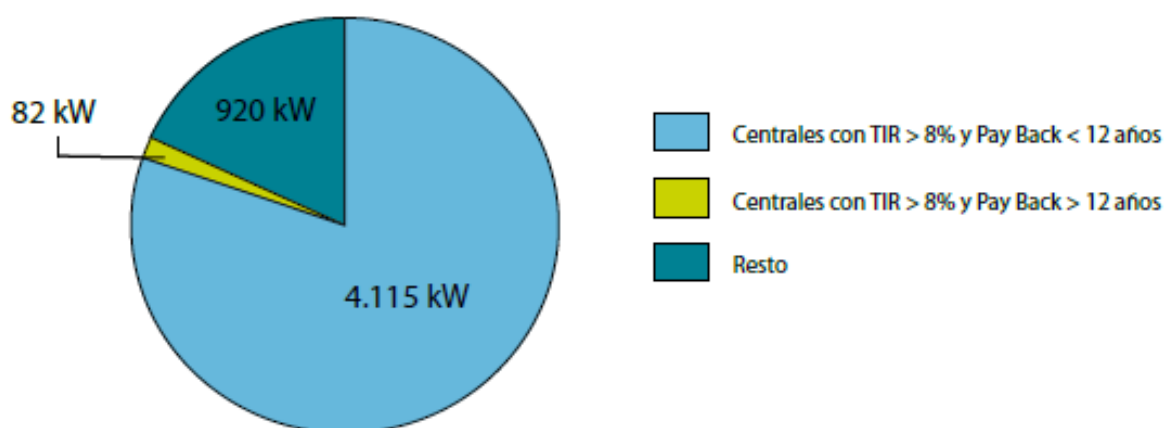


Figura 6-3: Centrales con TIR superior al 8 % y Payback inferior a 12 años en Jaén. Fuente: "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21]

Tan sólo siete de las diecinueve centrales estudiadas cumplen ambos requisitos, representando 4.115 kW, siendo estas, de acuerdo con el estudio las centrales cuya rehabilitación resulta de mayor interés, atendiendo a su viabilidad económico-financiera.

Adicionalmente, el estudio elaborado por la Junta de Andalucía ofrece otros parámetros como resultado. Estos son el índice de potencia y el índice de energía. El primero representa la relación entre la inversión inicial y la potencia instalada y, de acuerdo con el IDAE, su valor medio para una minicentral debe barajarse entre 1.500 y 2.000 €/kW, aunque el pequeño tamaño de las centrales consideradas en este análisis (muchas por debajo de 1 MW) podría elevarlo más ya que los costes de los equipos y obras necesarias no disminuye en la misma proporción que lo hace la potencia instalada [21].

$$IP \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) = \text{Inversión/Potencia}$$

El índice de energía, por el contrario, se define como la relación entre la inversión inicial y la energía producida. Igualmente, el IDAE recomienda valores entre 0,4 y 0,7 €/kWh.

$$IE \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Inversión/Energía media producida anualmente}$$

6.2 Comparación de resultados

Antes de llevar a cabo la comparación de los datos, en la Tabla 6-4 se presentan los asociados a las centrales consideradas, es decir, las tres analizadas en este trabajo con ayuda de la herramienta informática RETScreen Expert, Mengibar, Valtodano y Racioneros, y las siete resultantes del estudio elaborado por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia sobre los aprovechamientos ubicados en Jaén que cuentan con una TIR superior al 8 % y un Payback inferior a 12 años.

Nombre de la central	TIR (%)	Payback (años)	IP	IE
Mengíbar	62,8	5,1	168,981	0,062
Valtodano	59,7	5,2	175,674	0,062
Racioneros	13,8	11,3	266,715	0,113
Mata Begid	133	1,21	390	0,11
Casas Viejas	49,5	3,11	1.353	0,18
La Toba	32,42	4,6	2.117	0,24
Valdepeñas	27,13	5,4	1.229	0,28
Río Frío	19,6	7,8	1.929	0,30
Las Chozuelas	15,46	8,5	1.583	0,39
Puente del Obispo	12,76	9,9	3.610	0,44

Tabla 6-4: Resultados de las centrales hidroeléctricas determinadas como viables.

Atendiendo a los valores tabulados, pueden observarse dos grupos. Uno de ellos con TIR entre el 30-60 % y Payback de entre 4 y 5 años, el otro con valores de TIR entre el 10 y 20 % y Payback alrededor de los 10 años. Tras la realización de los análisis llevados a cabo en este trabajo, podría suponerse que esta clasificación diferencia las centrales rehabilitadas de aquellas de nueva construcción, puesto que en el primer grupo se incluyen las centrales de Mengíbar y Valtodano, ligeramente renovadas, mientras que en el segundo se encuentra la central de Racioneros, la cual fue reconstruida.

Esta clasificación se ha representado en las figuras presentadas a continuación, diferenciando cada uno de los grupos con colores. No obstante, la falta de datos acerca de las modificaciones llevadas a cabo en las centrales contempladas en el estudio elaborado por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia, impide asegurar que esta clasificación sea correcta, aunque los índices de potencia y energía presentados respaldan esta teoría.

Asimismo, mencionar que la central de Mata Begid presenta una TIR y un Payback fuera de los rangos anteriores, lo que, acompañado de un índice de potencia y un índice de energía también especialmente bajos, parece sugerir que la inversión requerida es muy escasa.

De este modo, a continuación se muestran graficados los valores de la TIR y del Payback de estas centrales, permitiendo observar que tanto los valores facilitados por el estudio elaborado por la Junta de Andalucía como los obtenidos en los análisis desarrollados con RETScreen Expert en este trabajo se mueven dentro de los mismos rangos.

Adicionalmente a la diferenciación de las dos categorías de rehabilitación antes expuestas, en las figuras se han señalado con un color más oscuro las centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros para resaltar la semejanza de los valores obtenidos a partir de los datos experimentales de las mismas con respecto a los procedentes del estudio.

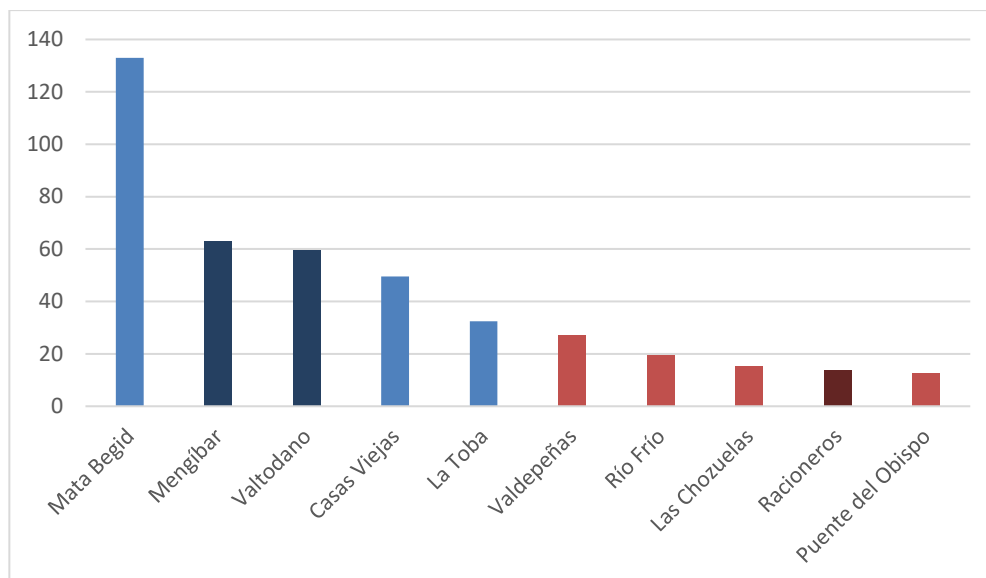


Figura 6-4: Comparación de la TIR de las diferentes centrales de pequeño tamaño.

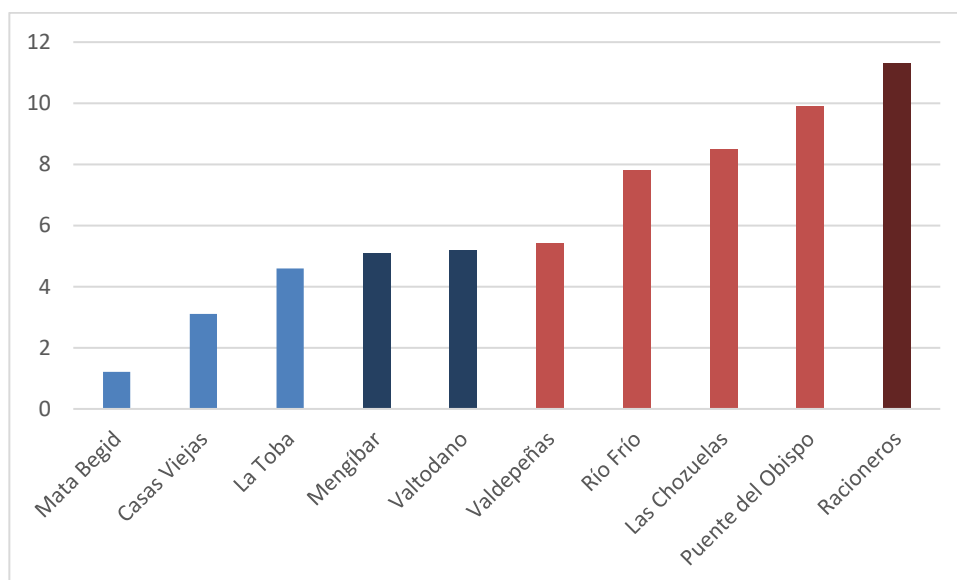


Figura 6-5: Comparación del Payback de las diferentes centrales de pequeño tamaño.

Por lo tanto, tras comparar los resultados facilitados por el estudio del potencial hidrológico en Andalucía con aquellos obtenidos a partir de datos experimentales de rehabilitaciones ya finalizadas y cuyas inversiones han resultado viables a lo largo de los años, es posible afirmar que tales resultados son realistas. Con lo que, nuevamente, se defiende la viabilidad de la inversión en minihidráulica.

Adicionalmente, es interesante confirmar que la selección realizada por Compañía Sevillana de Electricidad sobre aquellas pequeñas centrales a modernizar era correcta, siempre y cuando el precio de los bulbos a instalar hubiera sido comparable al invertido en la rehabilitación de Mengibar.

7 CONCLUSIONES

LAs fuentes de energía renovable están tomando cada vez más importancia, representando una mayor proporción de la energía final consumida. Esta tendencia es potenciada por los objetivos ambientales establecidos a nivel europeo, los cuales, con vistas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera, motivan el desarrollo de estas fuentes no contaminantes de generación de energía.

Dentro de las fuentes renovables, la hidráulica ha jugado un papel protagonista, siendo, hasta 2.009, momento en que fue superada por la eólica, la principal fuente renovable de generación de electricidad. Esto se debe a sus diversas ventajas, como su gran disponibilidad, puesto que para la producción energía utiliza agua, un recurso inagotable y de fácil acceso. Además, como bien se ha dicho, utiliza agua, pero no la consume, con lo que permite que esta agua sea usada a su vez para el abastecimiento de la población o regadíos. Y a todo esto se suma que no genera ningún tipo de emisión contaminante.

Igualmente, dentro de las centrales hidroeléctricas se encuentra la minihidráulica, es decir, centrales con una potencia instalada igual o inferior a 10 MW y reconocidas como mini por las administraciones, atendiendo a diferentes requisitos. Aquellas que cumplen con la potencia instalada pero no son reconocidas como minicentrales, se denominan centrales de pequeño tamaño.

Estas centrales presentan ventajas adicionales a las antes mencionadas. Así, permiten una generación distribuida, basada en las fuentes energéticas locales, lo que a su vez conlleva una serie de aspectos que a continuación se comentan. En primer lugar, da lugar a un grupo de generadores pequeños interconectados, lo que permite ofrecer un servicio fiable debido a la baja probabilidad de fallo global. Esto también permite la autosuficiencia de las regiones, evitando importaciones del exterior. Asimismo, la generación distribuida representa un sistema de producción eléctrica muy eficiente, ya que disminuye las pérdidas asociadas al transporte de la electricidad desde el punto donde esta se genera hasta el punto de consumo. Por último, las centrales de pequeño tamaño suelen ubicarse en zonas rurales, favoreciendo así las inversiones en las mismas y promoviendo el desarrollo de tales áreas a través de la creación de puestos de trabajo durante la construcción y explotación de estas centrales.

A pesar de la popularidad de la minihidráulica durante el siglo XIX, época en la que la generación distribuida era la única forma de suministro eléctrico a causa de la imposibilidad de transportar la energía por largas distancias, la solución de tal problema en el siglo XX la situó rápidamente por detrás de la hidráulica de gran tamaño. No obstante, a partir de los años 70, el encarecimiento de los combustibles fósiles, junto con las crecientes preocupaciones medioambientales, devolvieron a las centrales de pequeño tamaño al foco de discusión, produciéndose desde entonces diversas rehabilitaciones de centrales antiguas o en desuso.

Este es el caso de las centrales analizadas en este trabajo, las centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros, todas ellas rehabilitadas entre las décadas de los 70 y los 80. En las dos primeras sólo se llevó a cabo la sustitución de los grupos de potencia, así como alguna pequeña modernización asociada, mientras que la central de Racioneros fue totalmente destruida para volver a construir la edificación completa.

Aunque en un principio estas centrales fueron escogidas para liderar la introducción de los grupos bulbo en Andalucía, al final estos sólo se instalaron en la central de Mengíbar, la primera en modernizarse. Esto se debió a la fuerte subida de precio que sufrieron los bulbos en el momento en que se decidió rehabilitar las centrales de Valtodano y Racioneros, cuando se pedía por dichos grupos el triple de lo

invertido en los bulbos instalados en Mengíbar. Los costes ascendieron a causa del refinamiento de esta tecnología, adquirido gracias a la experiencia.

Utilizando los datos experimentales aportados por ENDESA, así como otros datos tomados del IDAE ante la falta de los anteriores, relativos a tales obras de rehabilitación, se ha llevado a cabo un análisis de viabilidad económico-financiera de las modernizaciones finalmente realizadas en estas tres centrales.

Tras la obtención de diversos parámetros que permiten afirmar la viabilidad de los trabajos de renovación, estos se han comparado con aquellos obtenidos por la Consejería de Economía, Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía en su "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía" [21]. Tal comparación se ha establecido para comprobar que los resultados presentados en dicho estudio son realistas, afirmando así que los proyectos de rehabilitación contemplados en el mismo resultan rentables.

Esta afirmación es posible ya que tal comparación se establece con los resultados procedentes de centrales que fueron rehabilitadas hace ya unos 50 años, siendo rentables hasta el día hoy. A diferencia del estudio presentado por la Junta de Andalucía, para el análisis de las centrales de Mengíbar, Valtodano y Racioneros se han utilizado datos basados en las obras reales, y no en suposiciones o aproximaciones para la creación de un presupuesto. Adicionalmente, la experiencia ha demostrado que la modernización de estas centrales ha resultado ser rentable, tanto en el caso de pequeñas obras de renovación (Mengíbar y Valtodano) como en el de reconstrucciones completas (Racioneros).

Igualmente, es interesante confirmar que la selección de estas tres centrales por parte de Compañía Sevillana de Electricidad era acertada. Esta afirmación es evidente en el caso de la central de Mengíbar puesto que los datos incluidos en el análisis realizado son los correspondientes a la instalación de los grupos bulbo previstos por la empresa.

En lo referente a las centrales de Valtodano y Racioneros, podemos estimar que los costes presentados para las turbinas Kaplan y de hélice, respectivamente, serían aproximadamente los esperados para los grupos bulbo a instalar en estas centrales, puesto que, aunque ligeramente inferiores, son muy semejantes a los asociados a los bulbos instalados en la central de Mengíbar. Por tanto, atendiendo a los resultados obtenidos con los gastos considerados, podemos afirmar que ambos proyectos hubieran sido viables económicamente en caso de haberse instalado unos grupos bulbo con un coste semejante a los adquiridos previamente para la central de Mengíbar.

Por lo tanto, es posible afirmar que la minihidráulica, y, más concretamente, la rehabilitación de la minihidráulica en desuso, representa una forma rentable y económicamente viable de alcanzar los estrictos objetivos medioambientales marcados por la Unión Europea.

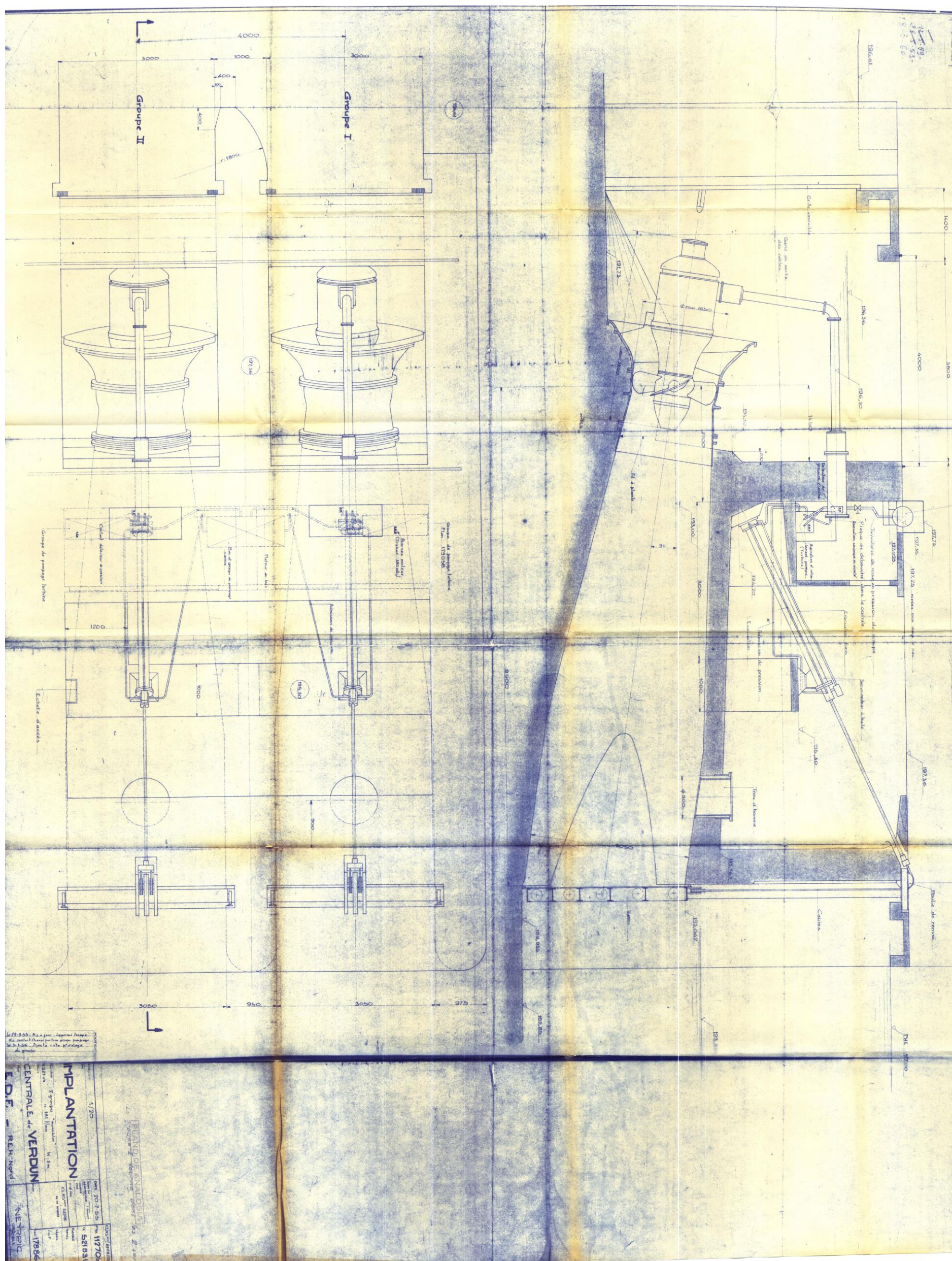
REFERENCIAS

1. Moss Kanter R. Succeeding in the World of Tomorrow. 2001.
2. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boe. 1997. Disponible en: http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1997-25340
3. Energía y Sociedad. Disponible en: www.energiaysociedad.com
4. El Operador del Mercado Ibérico, Polo español S.A. Disponible en: <http://www.omie.es>
5. Red Eléctrica Española. Disponible en: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico/3015/3003>
6. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (Fenercom) - España. Energy Management Agency. Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica. 2007; : 66. Disponible en: www.fenercom.com
7. International Energy Agency (iea). Key world energy statistics. 2017. Disponible en: DOI:10.1017/CBO9781107415324.004
8. BP. Datos informe BP Statistical Review of World Energy 2017. 2017.
9. EIA. International Energy Outlook 2017 Overview. U.S. Energy Information Administration. 2017. Disponible en: DOI:[www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
10. The World Bank. Disponible en: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC?end=2014&locations=ES-EU&start=1960&view=chart>
11. Mendivil Ruas C. Almacenamiento de energía mediante bombeo. 2013. Disponible en: [http://www.fenercom.com/pages/pdf/formacion/09-10-2013-Almacenamiento de Energia IV/01-Almacenamiento-de-Energia-mediante-bombeo-Iberdrola](http://www.fenercom.com/pages/pdf/formacion/09-10-2013-Almacenamiento%20de%20Energia%20IV/01-Almacenamiento-de-Energia-mediante-bombeo-Iberdrola)
12. Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad UPC. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España. Informe basado en indicadores. Edición 2016. 2017;
13. IDAE., Ministerio de Industria Turismo y Comercio Gobierno de España. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011 - 2020. 2010.
14. Red Eléctrica de España. Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2016.
15. Dirección General del Medio Ambiente de la Comisión Europea. Revisión de la aplicación de la normativa medioambiental de la UE. Informe de España. 2017.
16. Agencia Europea de Medio Ambiente. La calidad del aire - Informe 2016. 2017. Disponible en: <http://www.eea.europa.eu/downloads/d4b483d8fd4c4a9883e1f5b37002ffa/1487248431/la-calidad-del-aire-sigue.pdf>
17. Deloitte. Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición. 2016.
18. McKinsey. 5 key questions clients ask about our energy demand outlook to 2050. Disponible en: https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/5-key-questions-clients-ask-about-our-energy-demand-outlook-to-2050?utm_source=Linkedin&utm_medium=Social&utm_campaign=newinsight_client_questions_06202018
19. Sánchez Illán JC. Rafael Gasset y la Política Hidráulica de la Restauración, 1900-1923. Revista de Historia Económica. 1997;
20. Robles Cano BL. Revista del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental. 2016. Disponible en: www.revistaingenieriaindustrial.com
21. Consejería de Economía I y C. Potencial Minihidráulico en Andalucía. Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía.
22. Varios autores. El Guadalquivir: Canalización y electricidad. 2013.
23. Ferrada Sepúlveda LA. Diseño de Rodete de Turbina Hidráulica tipo Pelton para Microgeneración. Universidad de Chile; 2012. Disponible en: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/112366/cf-ferrada_ls.pdf
24. Varios autores. Centrales hidroeléctricas III-Turbinas hidráulicas. Grupo de formación de Empresas Eléctricas. 1986.
25. Fernández Díez P. 3.Turbina Pelton. 2008. pp. 35-53.
26. Asociación de fabricantes de turbinas.
27. Núñez Pérez AL. Diseño de una Central Híbrida Eólico-hidráulica tomando como base la Central de Guillena. Universidad de Sevilla; 2017.

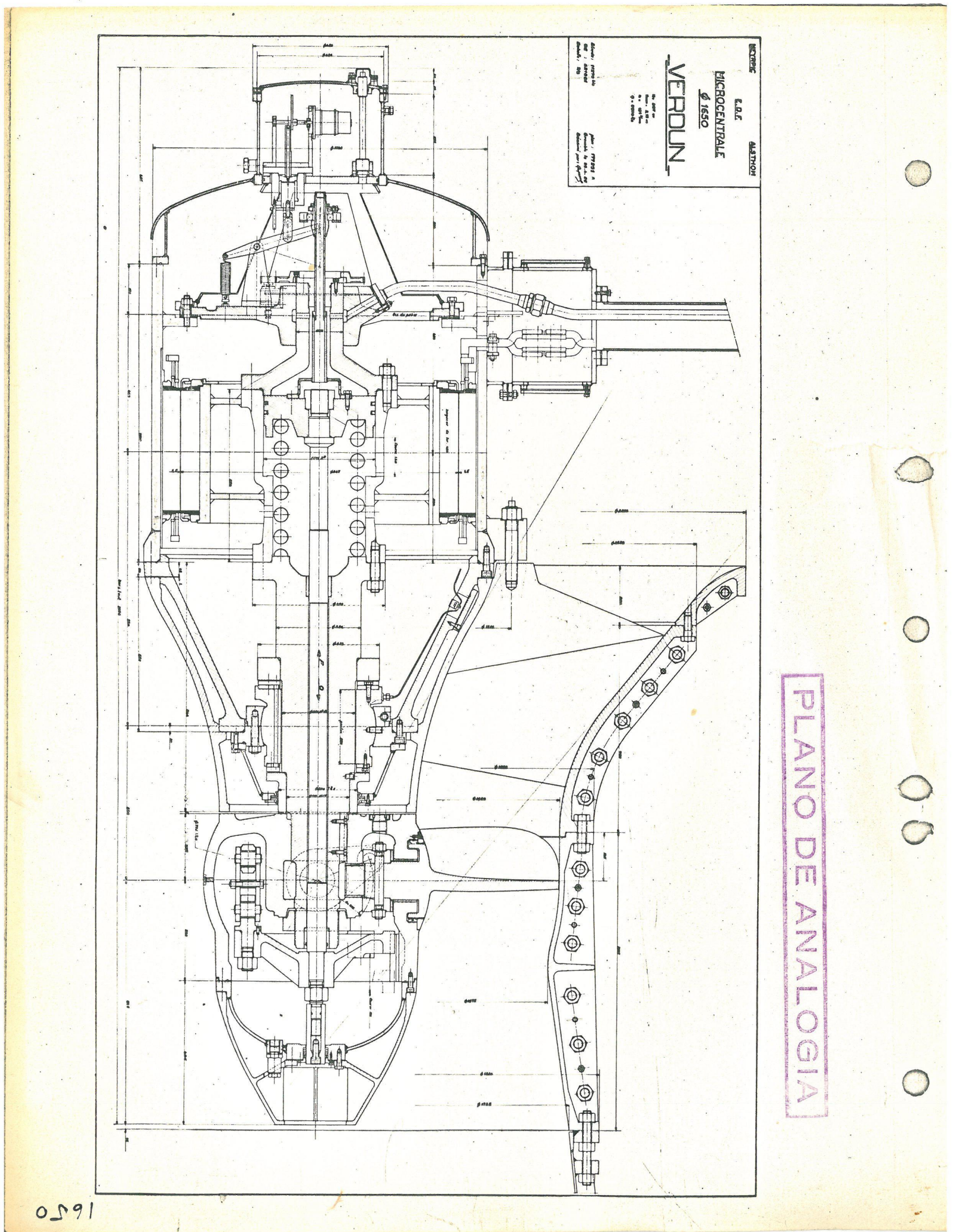
28. Área Tecnología. Disponible en: www.areatecnologia.com
29. Distribuidores de turbinas Frnacis. Distribuidores de turbinas Frnacis.
30. Fernández Díez P. V.- Turbinas Kaplan y Bulbo. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria, España. 2008.
31. Sevillana de Electricidad.
32. Díaz Muñoz R. Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León).
33. Espejo Marín C., García Marín R., Aparicio Guerrero AE. El resurgimiento de la energía minihidráulica en España y su situación actual. Revista de Geografía Norte Grande. 2017; Disponible en: DOI:10.4067/S0718-34022017000200007
34. Ministerio de Industria Energía y Turismo. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. 2014;
35. Ministerio de Industria Turismo y Comercio., Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Minicentrales hidroeléctricas. 2006. Disponible en: DOI:10.15713/ins.mmj.3
36. Barahona Vallecillo S. El 24 de junio de 1912, se inaugura el alumbrado eléctrico en Mengíbar.
37. Compañía Sevillana de electricidad SA. Nota sobre la posible modernización de las centrales hidráulicas actualmente fuera de servicio. Sevilla; 1978.
38. NEYRPIC Española. Oferta para la venta de dos grupos bulbo para la central de Racioneros. 1970.
39. La Région Auvergne-Rhône-Alpes. Patrimoine de Rhône-Alpes. 2009. Disponible en: <https://patrimoine.auvergnerhonealpes.fr/dossier/barrage-de-seyssel-centrale-hydroelectrique-pont/5cb84e44-f69b-4614-bc5e-5c1a7df415d9>
40. Havard I., Decrock B. Centrale hydroélectrique et écluse de Châteauneuf-du-Rhône ou centrale hydroélectrique dite centrale Henri Poincaré , pont routier. 2011; : 1-3.
41. Fernández Díaz P. Turbinas hidráulicas.
42. Agencia Andaluza de la Energía. 2018. Disponible en: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es/node/505>
43. Government of Canada. 2018. Disponible en: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
44. Diputación Provincial de Jaén. Mengíbar: 100 años de modernidad (1916-2016). 2016.
45. Alonso-Tristán C., González-Peña D., Díez-Mediavilla M., Rodríguez-Amigo M., García-Calderón T. Small hydropower plants in Spain: A case study. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011;
46. Comisión Europea. Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en#tab-0-2
47. Consejería de Cultura. Instituto Andauz del Patrimonio Histórico- Central de Racioneros. Disponible en: <https://www.iaph.es/patrimonio-inmueble-andalucia/resumen.do?id=i20387>
48. Energías renovables. 2011. Disponible en: www.energiasrenovablesmanims.blogspot.com
49. Enciclopedia de Historia Universal. Disponible en: <https://www.encyclopediahistoria.com/2014/04/laciencia-y-la-tecnologia-antiguas-500-ac-500-dc.html>
50. MOSingenieros. Disponible en: www.mosingenieros.com
51. Bernal A-M. Ingenieros-empresarios en el desarrollo del sector eléctrico español : Mengemor , 1904-1951. 1993;
52. Chamba Ochoa J. Generador de una central hidroeléctrica. UPC; 2014.
53. Escuela de Ingeniería de Antioquía (EIA). Disponible en: www.fluidos.eia.edu.co
54. IBERDROLA. Historias en verde. Blog IBERDROLA. 2013. Disponible en: www.blog.iberdrola.com
55. TeleUniverso. Disponible en: www.teleuniversotv.com
56. Martín Pérez FJ. Evaluación de algunas instalaciones hidráulicas andaluzas con la herramienta RETScreen. Universidad de Sevilla; 2017.
57. Praena Delgado D. Análisis y valoración económico-financiera de la viabilidad de centrales hidroeléctricas. Universidad de Sevilla; 2017.
58. Moratilla Soria BY., Montes E. El sistema eléctrico español : implicaciones de la reforma energética. Madrid : Universidad Pontificia Comillas; 2014. 122 p. ; p. Disponible en: <http://fama.us.es/record> (Accedido: 16 de julio de 2018)
59. Arranz LV., Moro MR. Demanda de energía eléctrica en España : análisis de su evolución histórica y causas de variación. : 60-67.
60. Laguna Ruz RM., Tutor JDM. Diseño de turbina Kaplan mediante Dinámica de Fluidos Computacional. Universidad de Sevilla; 2015.
61. García Alonso A. Análisis Del Mercado Eléctrico Español. Universidad Pontificia de Comillas; 2014.

ANEXOS

1



ANEXO II – SECCIÓN DE UN GRUPO BULBO



ANEXO III – ESQUEMA DE ENGRASE

